

Utilização da flexibilidade das cargas através de programas de Demand Response

PEDRO RAFAEL MOREIRA RIBEIRO

novembro de 2020

UTILIZAÇÃO DA FLEXIBILIDADE DAS CARGAS ATRAVÉS DE PROGRAMAS DE DEMAND RESPONSE

Pedro Rafael Moreira Ribeiro



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2020

Unidade Curricular de DSEE - Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica –
Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Pedro Rafael Moreira Ribeiro, Nº 1151336, 1151336@isep.ipp.pt

Orientação científica: Zita Vale, zav@isep.ipp.pt

Coorientação científica: Bruno Canizes, bmc@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2020

A todos os que sempre me apoiaram durante o percurso, principalmente à minha família.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer à minha família, pai, mãe e irmã, que sempre me apoiaram e motivaram durante todo o meu percurso académico, tendo estado sempre do meu lado e ajudando a superar todos os momentos difíceis durante todos estes anos.

Agradecer à minha orientadora, Dr^a Prof. Zita Vale, e ao Dr. Bruno Canizes, pela orientação e apoio durante todo o trabalho.

Agradecer também aos meus amigos e colegas de curso que estiveram comigo durante todo este percurso académico, partilhando conhecimento e amizade.

Agradecer a todos os professores que fizeram parte do meu percurso académico durante estes anos, os quais me transmitiram conhecimento e ajudaram quando necessário.

A todos deixo o meu mais sincero obrigado.

Resumo

Nesta dissertação é realizada uma abordagem à utilização e benefícios da *Demand Response* (resposta à procura). A *Demand Response* pode ser entendida como uma variação no consumo de energia elétrica de uma instalação elétrica em resposta a um conjunto de estímulos.

Com o passar dos anos, o consumo de energia elétrica por parte do sector residencial tem vindo a aumentar cada vez mais, muito devido ao aparecimento e utilização de novas cargas, como os veículos elétricos. Esse aumento dos consumos exige um cada vez maior esforço por parte da rede elétrica, principalmente em períodos de pico da rede, onde a procura é bastante elevada. Esse esforço da rede pode levar a avarias ou interrupções de serviço no fornecimento de energia. Assim a utilização da *Demand Response* poderá trazer vários benefícios, quer para a rede, quer para o consumidor final de energia, como por exemplo a diminuição dos preços a pagar pela energia por parte do consumidor ou o aumento do período de vida dos componentes da rede devido à redução de períodos de pico.

Este trabalho tem como principal objetivo demonstrar alguns dos benefícios que podem ser obtidos através da utilização da flexibilidade das cargas do consumidor final em programas de *Demand Response*. Numa primeira fase, é realizado um enquadramento aos temas considerados mais importantes dentro da *Demand Response* para uma boa compreensão deste trabalho. De seguida é demonstrada a metodologia desenvolvida para a realização e obtenção dos resultados nos casos de estudo e por fim são demonstrados os casos de estudo considerados para este trabalho, bem como a demonstração e análise dos resultados obtidos, para além das conclusões retiradas da realização deste trabalho. Através da utilização da *Demand Response*, foi possível gerar poupanças significativas para o consumidor, bem como corrigir problemas na rede.

Palavras-Chave

Cargas, consumo, Demand Response, flexibilidade

Abstract

In this thesis an approach to the use and benefits of Demand Response is carried out. Demand Response can be understood as a variation in the electrical energy consumption of an electrical installation in response to a set of stimulus.

Over the years, the consumption of electricity by the residential sector has been increasing more and more, largely due to the appearance and use of new loads, such as electric vehicles. This increase in consumption requires an increasing effort on the part of the electricity network, especially during peak periods of the network, where demand is quite high. This network effort can lead to breakdowns or service interruptions in the power supply. Thus, the use of Demand Response can bring several benefits, both for the network and for the final consumer of energy, such as the reduction of prices to be paid by the consumer for energy or an increase in the life span of the network components due to reduced peak periods.

The main objective of this work is to demonstrate some of the benefits that can be obtained by using the flexibility of the loads of the final consumer in Demand Response programs. In a first phase, an approach is made on the themes considered most important within Demand Response for a good understanding of this work. Next, the methodology developed for carrying out and obtaining the results in the case studies is demonstrated, and finally the case studies considered for this work are shown, as well as the demonstration and analysis of the results obtained, in addition to the conclusions drawn from the realization of this work. Through the use of Demand Response, it was possible to generate significant savings for the consumer, as well as to correct problems in the network.

Keywords

Consumption, Demand Response, flexibility, loads

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XIII
ACRÓNIMOS	XV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.CONTEXTO.....	2
1.2.OBJETIVOS	3
1.3.ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	3
2. FLEXIBILIDADE DAS CARGAS E DEMAND RESPONSE	5
2.1.PROGRAMAS DE DEMAND RESPONSE.....	9
2.2.AGREGADOR	13
2.3.SHIFTING DE CARGAS	16
2.4.VANTAGENS DA DEMAND RESPONSE PARA O OPERADOR DE DISTRIBUIÇÃO E OPERADOR DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA	17
2.5.ESTADO DA DEMAND RESPONSE NA EUROPA	18
2.6.ESTADO DA DEMAND RESPONSE EM PORTUGAL.....	20
2.7.PROGRAMAS REAIS DE DEMAND RESPONSE	21
3. METODOLOGIA	23
4. CASOS DE ESTUDO	27
4.1.LEVANTAMENTO DE DADOS	28
4.2.CASOS DE ESTUDO	31
4.2.1. Caso de estudo 1 – Análise de resultados	34
4.2.2. Caso de estudo 2 – Análise de resultados	41
4.2.3. Caso de estudo 3 – Análise de resultados	49
5. CONCLUSÕES	55
5.1.TRABALHOS FUTUROS.....	57
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	59

ANEXO A – CARACTERÍSTICAS DOS DATASETS ANALISADOS.....	64
---	-----------

Índice de Figuras

Figura 1 – Programas de Demand Response	10
Figura 2 – Escala temporal da aplicação de programas de Demand Response (Energy, 2006)	10
Figura 3 – Relações estabelecidas pelo agregador (Agnētis, Innocenti, Dellino, & Vicino, 2011)	14
Figura 4 – <i>Shifting</i> de cargas num evento de Demand Response (Faria & Vale, 2019)	16
Figura 5 – Acesso da Demand Response aos mercados de energia na Europa (Coalition, 2017)	19
Figura 6 – Metodologia utilizada para a realização dos casos de estudo	23
Figura 7 – Funcionamento do algoritmo genético	25
Figura 8 – Representação computacional da rede de Baixa Tensão (Faia, et al., 2020)	33
Figura 9 – Consumo energético dos equipamentos selecionados ao longo do dia para o caso-base	35
Figura 10 – Consumo energético dos equipamentos selecionados após reescalonamento	36
Figura 11 – Evolução dos custos pela energia consumida ao longo do tempo, antes e depois do <i>load shifting</i>	36
Figura 12 – Energia consumida ao longo do tempo por fonte de energia considerada	37
Figura 13 – Consumo energético dos equipamentos selecionados após escalonamento, considerando produção fotovoltaica	38
Figura 14 – Energia consumida ao longo do tempo por fonte de energia após reescalonamento	38

Figura 15 – Variação dos custos pelo consumo dos equipamentos ao longo do dia, antes e depois de efetuar <i>load shifting</i> e com presença de painéis fotovoltaicos	39
Figura 16 – Variação dos preços da tarifa dinâmica ao longo do tempo	41
Figura 17 – Energia consumida pelos equipamentos em cada período, após reescalonamento	42
Figura 18 – Variação dos custos devido ao consumo a pagar pelo consumidor, antes e depois do reescalonamento	43
Figura 19 – Consumo de cada equipamento após o <i>load shifting</i> , para o cenário com produção através de painéis fotovoltaicos	44
Figura 20 – Energia consumida por fonte de energia ao longo do tempo, após reescalonamento com tarifa dinâmica	45
Figura 21 – Comparação dos custos a pagar por período, antes e após o reescalonamento, para tarifa dinâmica	45
Figura 22 – Variação dos valores da tensão no barramento selecionado ao longo dos períodos	49
Figura 23 – Períodos de funcionamento dos equipamentos selecionados de cada cliente, antes do reescalonamento	52
Figura 24 – Novos períodos de funcionamento para as cargas selecionadas, após reescalonamento	52
Figura 25 – Valores da tensão no barramento após a realização do <i>load shifting</i>	54

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Programas de Demand Response disponibilizados por algumas entidades	21
Tabela 2 – Alguns repositórios disponíveis <i>online</i>	28
Tabela 3 - <i>Datasets</i> analisados, mas não utilizados	29
Tabela 4 - Características dos casos de estudo considerados	31
Tabela 5 - Preço a pagar pela energia de acordo com o período do dia	32
Tabela 6 - Características da habitação considerada para o caso de estudo 1 e 2	32
Tabela 7 – Referência utilizada para cada equipamento considerado	34
Tabela 8 – Custos totais antes e após o reescalonamento	37
Tabela 9 – Custo total antes e depois do reescalonamento, para o cenário com produção fotovoltaica	40
Tabela 10 – Comparação dos custos totais obtidos para os dois cenários	40
Tabela 11 – Comparação dos custos finais a pagar antes e após o <i>load shifting</i> , utilizando tarifa dinâmica	43
Tabela 12 – Custo final pelo consumo total de energia, antes e após o reescalonamento, com produção fotovoltaica e tarifa dinâmica	46
Tabela 13 – Comparação dos preços totais a pagar pelo consumo dos equipamentos, com e sem painéis fotovoltaicos, considerando uma tarifa dinâmica	46
Tabela 14 – Comparação dos custos obtidos para o caso de estudo 1 e caso de estudo 2	47
Tabela 15 – Características dos consumidores selecionados para o pedido de Demand Response	50

Tabela 16 – Cargas selecionadas para o <i>load shifting</i> de cada cliente	51
Tabela 17 – Comparação dos custos finais a pagar pelos clientes	53

Acrónimos

AIE	–	Agência Internacional de Energia
BT	–	Baixa Tensão
CPP	–	<i>Critical-Peak Pricing</i>
DBB	–	<i>In Demand Bidding/Buyback</i>
DLC	–	<i>Direct Load Control</i>
DR	–	<i>Demand Response</i>
EDP	–	Energias de Portugal
EDR	–	<i>Emergency Demand Response</i>
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GA	–	Algoritmo Genético
GECAD	–	Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento
ICS	–	<i>Interruptible/Curtailable Service</i>
MIBEL	–	Mercado ibérico da energia elétrica
MT	–	Média Tensão
RTP	–	<i>Real Time Pricing</i>
TOU	–	<i>Time-of-Use</i>

1. INTRODUÇÃO

O sector da energia eléctrica encontra-se a meio de uma transição. Ao longo dos últimos anos, a forma de produção de energia tem vindo a alterar-se, diminuindo a produção através de fontes de combustíveis fósseis para fontes de energia renováveis. Também o setor dos transportes vem mudando de ano para ano, com uma maior utilização de veículos eléctricos a cada ano.

Se por um lado essas mudanças acarretam benefícios a nível ambiental, como por exemplo a diminuição da emissão de gases poluentes, por outro, a inserção de novas cargas, em muitos casos imprevisíveis, pode gerar períodos de maior esforço da rede mais regularmente e uma penetração descontrolada de energia proveniente de fontes renováveis pode impossibilitar o despacho dessa energia, sendo por vezes necessário que os consumidores adaptem os seus perfis de consumo aos períodos de maior produção de energia proveniente de fontes renováveis.

A imprevisibilidade por vezes provocada por estes fatores pode gerar períodos em que o balanço entre a produção e a procura por energia não seja o melhor. Desta forma, em alguns períodos, é possível que a procura por energia seja bastante superior à produção, gerando períodos de maior esforço para a rede, o que a longo prazo poderá causar danos na mesma, ou até mesmo provocar interrupções no fornecimento do serviço, sendo necessário recorrer a centrais de reserva, de forma a equilibrar esse balanço. Porém, essas centrais são na maior parte das vezes, centrais de produção com um arranque lento e que levam tempo até que a sua capacidade de produção esteja nos níveis ideais, para além de que, aquando

da utilização dessas centrais, é necessário considerar a produção de mais gases poluentes e os seus custos de produção e manutenção.

Desta forma, satisfazer os pedidos de consumo de energia elétrica do lado da procura do sistema de energia demonstra ser um desafio cada vez maior, devido ao aumento progressivo do seu consumo global de energia. O setor residencial é um dos setores de consumo de energia onde se vem verificando um maior aumento no consumo, devido ao surgimento de novas cargas. Porém, do lado da procura existe um grande potencial a considerar através da adaptação dos perfis de consumo dos clientes, fazendo uso da *Demand Response* (DR).

Através da participação em programas de DR, que serão abordados de forma mais detalhada na subsecção 2.1, os consumidores podem contribuir para um melhor equilíbrio entre a procura e a produção na rede, através da adaptação dos seus perfis de consumo aos perfis de produção na rede, para além de ainda poderem usufruir de alguns benefícios. Para além disso, ao melhorar o equilíbrio entre a procura e a produção na rede através da utilização de programas de DR, as necessidades de investimento na mesma para que possa assegurar o fornecimento de energia em períodos de elevada procura diminuem (Dorothal, Boersma, & Linden, 2018) (Coalition, 2017).

1.1. CONTEXTO

A realização deste trabalho surge na resposta a uma proposta realizada por parte do Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento (GECAD). De forma mais concreta, em resposta a uma proposta realizada pela Dr^a Prof^a Zita Vale. Como o tema proposto demonstra ser de interesse para o autor, surge então a criação deste trabalho, tendo por base a aplicação de programas de DR.

Através da aplicação de programas de DR, é possível adaptar os perfis de consumo dos consumidores finais de energia ao perfil de produção da rede, de forma a que a fiabilidade da rede no fornecimento de energia elétrica não seja colocada em causa em

períodos de maior procura, podendo-se obter benefícios quer do ponto de vista do consumidor final de energia, quer do ponto de vista da rede de energia elétrica

1.2. OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho passa por estudar os benefícios da aplicação de programas de *Demand Response* (DR) utilizando a flexibilidade das cargas. De forma a atingir esse objetivo principal, foi definido um conjunto de objetivos a cumprir, sendo eles:

- Estudar os diversos programas de DR disponíveis para aplicação;
- Implementação prática de alguns dos programas de DR em diferentes casos de estudo;
- Análise dos benefícios da aplicação de programas de DR da perspetiva do consumidor de energia;
- Análise dos benefícios da aplicação de programas de DR da perspetiva da rede elétrica de energia.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Este documento está organizado em cinco capítulos principais, sendo eles Introdução, Flexibilidade das cargas e demand response, Metodologia, Casos de estudo e Conclusões.

Após a Introdução, no Capítulo 2 - Flexibilidade das cargas e demand response, é realizada uma abordagem a todos os temas que são necessários para uma boa compreensão do trabalho realizado e dos objetivos propostos para esta dissertação.

No Capítulo 3 - Metodologia, é demonstrada e explicada a metodologia utilizada para a realização dos casos de estudo propostos.

No Capítulo 4 - Casos de estudo, são explicados o processo de levantamento de dados necessários para a realização dos casos de estudo e os casos de estudo realizados. É também realizada uma análise aos resultados obtidos para cada um dos casos de estudo.

No Capítulo 5 - Conclusões, são apresentadas as conclusões mais importantes que foi possível retirar após a realização do trabalho proposto, bem como os trabalhos futuros a realizar.

2. FLEXIBILIDADE DAS CARGAS E DEMAND RESPONSE

Neste capítulo é feita uma abordagem a vários temas relacionados com o tema principal desta dissertação - Utilização da flexibilidade das cargas através de programas de DR, de modo a permitir um melhor enquadramento e perceção dos vários conteúdos e conceitos que serão tratados ao longo deste trabalho, permitindo também uma melhor compreensão dos casos de estudo tratados mais à frente neste documento.

De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), a flexibilidade de um sistema elétrico pode ser entendida como a sua capacidade de modificar os seus padrões de consumo (cargas) ou produção em resposta a uma variação, que poderá ou não ser esperada (Agência Internacional de Energia, 2011).

Porém, existem outras variáveis que um sistema elétrico deve considerar de forma flexível, para além do balanço das cargas, de modo a que a rede permaneça estável.

As três principais variáveis que devem ser consideradas para que um sistema elétrico permaneça estável são (Flexibility, s.d.):

- Resposta à variação da tensão;
- Resposta à variação da frequência;
- Resposta à variação das cargas.

A flexibilidade pode ser vista de vários pontos distintos, porém neste trabalho serão considerados o lado da procura de energia e o lado da produção. Tradicionalmente, o setor da energia fornece flexibilidade maioritariamente do lado da produção, de forma a que a produção de energia iguale a procura em todos os períodos ao longo do tempo. Para tal, por exemplo, é aumentada a produção quando a carga no sistema aumenta (OFGEM, 2020).

A flexibilidade do lado da produção pode ser conseguida por recurso a centrais de produção controláveis. Atualmente estas representam a maior fonte de flexibilidade no sistema elétrico, permitindo o aumento ou diminuição da produção em função da procura, de forma mais ou menos rápida, de acordo com as tecnologias de produção utilizadas. As centrais de produção podem ser classificadas como centrais *peaking*, centrais *mid-merit* e centrais *baseload*, de acordo com a rapidez com que podem alterar a sua produção (Agência Internacional de Energia, 2011).

- Centrais *peaking* são centrais que podem responder de forma quase imediata a um pedido de variação de produção (Agência Internacional de Energia, 2011);
- Centrais *mid-merit* são centrais que, apesar de atuarem mais lentamente que as centrais *peaking*, são capazes de fornecer uma quantidade significativa de flexibilidade ao sistema elétrico (Agência Internacional de Energia, 2011);
- Centrais *Baseload* são centrais que têm um tempo de resposta bastante lento e que normalmente são projetadas para funcionar durante todo o dia e noite (Agência Internacional de Energia, 2011).

A flexibilidade do sistema elétrico pode também ser obtida através do armazenamento de energia e com trocas de energia com outros sistemas elétricos (Flexibility, s.d.) (Agência Internacional de Energia, 2011).

No que diz respeito ao armazenamento de energia, a mesma pode ser armazenada de várias formas, porém a tecnologia mais utilizada para o armazenamento de energia é o armazenamento através de centrais de bombeamento reversíveis (Agência Internacional de Energia, 2011).

As interligações entre sistemas possibilitam o uso compartilhado de recursos aumentando a flexibilidade dos vários sistemas de energia interconectados. Para além disso, podem também permitir reduzir o preço da eletricidade no mercado grossista, por tornar desnecessária, em certos períodos, a utilização de centrais com custos marginais de produção mais elevados (Flexibility, s.d.).

Porém, as interligações dos sistemas elétricos dependem de vários fatores, sendo muito dependentes das características geográficas da região em causa. Por exemplo, poderá não ser economicamente viável interligar o sistema elétrico de uma ilha (ex. Ilha da Madeira) com o sistema elétrico continental (ex. Portugal Continental). Já a Península Ibérica, juntamente com a França, apresentam-se como regiões com capacidade para a interconexão dos seus sistemas elétricos, apesar de que atualmente a capacidade de transmissão entre esses países seja equivalente a apenas 5% da eletricidade consumida durante períodos de pico na Península Ibérica (Agência Internacional de Energia, 2011).

No entanto, e como já referido anteriormente neste documento, a utilização da flexibilidade da produção da energia deve ser feita de forma criteriosa. Colocar em funcionamento mais centrais de produção de energia de forma a suprir as necessidades do consumo para determinado período, poderá trazer outros problemas, incluindo aumentar o custo marginal de operação das centrais, como já referido, mas também consequências ambientais, através do aumento das emissões de CO₂. Uma alternativa que ganha cada vez mais importância é garantir e utilizar a flexibilidade do lado da procura. A flexibilidade do ponto de vista da procura é normalmente referida como *Demand Response* (DR) (Flexibility, s.d.).

A DR pode ser entendida como uma variação no consumo de energia elétrica de uma instalação elétrica, de forma a que a procura por energia corresponda à energia que

pode ser fornecida naquele período. A DR pode ser vista como uma resposta por parte dos consumidores finais a um conjunto de estímulos, e que na maior parte das vezes implica uma mudança de comportamento nos consumos por parte dos clientes. Esses estímulos podem ser relativos a alterações do preço a pagar pela energia ao longo do tempo, pagamento de incentivos para que o consumidor final reduza o seu consumo em determinado período, multas por não cumprimento do pedido de DR, entre outros (Faria & Vale, 2019) (Coalition, 2017).

A DR procura então ajustar a procura de energia em certos períodos, ao invés de ajustar a produção. Esses ajustes podem ser realizados através de cortes no consumo nesses períodos ou através da realização de *load shifting* (deslocamento das cargas), que consiste no deslocamento das cargas de períodos de pico para períodos fora de pico na rede (Global, s.d.).

A utilização da DR acarreta vários benefícios, sendo o principal a melhoria na eficiência na produção de energia. Isto deve-se ao facto de assim existir uma maior proximidade entre os preços cobrados aos consumidores e o preço utilizado pela produção nos mercados grossistas. Devido a este aumento na eficiência, é possível obter outros benefícios da utilização da DR, tais como (Energy, 2006):

- **Benefícios financeiros do participante:** estes benefícios representam a poupança na fatura de eletricidade ou pagamento de incentivos aos consumidores que ajustaram a sua procura em resposta à variação dos preços da tarifa de eletricidade ou em função de programas de DR baseados em incentivos (Energy, 2006);
- **Benefícios financeiros do mercado:** resultam numa utilização de um preço mais reduzido no mercado grossista de energia. Isto deve-se ao facto de que, recorrendo à DR, é possível evitar o uso de energia proveniente de centrais com um preço de produção mais elevado nos períodos de pico, ou seja, nos períodos onde a procura é mais elevada (Energy, 2006);
- **Confiança:** refere-se à segurança operacional e das poupanças devido à diminuição da probabilidade de uma interrupção forçada no fornecimento de energia, e das consequências que poderão impor custos e inconveniências aos consumidores (Energy, 2006);

- **Benefícios de desempenho do mercado:** a utilização da DR poderá ter a capacidade de mitigar o poder que os fornecedores exercem no mercado, evitando que os preços da energia sejam bastante superiores quando comparados com os preços de produção (Energy, 2006).

Para além de todos estes benefícios, a DR permite também uma integração mais fácil de fontes de energia renováveis, tais como a utilização de painéis fotovoltaicos, e assim poderá desempenhar um papel importante no que diz respeito à sustentabilidade energética, já que a utilização de fontes de energia renováveis permite uma redução nas emissões de CO₂, podendo assim ajudar a cumprir a meta estabelecida pela União Europeia de redução das emissões de gases com efeito de estufa em pelo menos 40% no ano de 2030, quando comparadas com os níveis de emissão de 1990 (Europeia, s.d.).

2.1. PROGRAMAS DE DEMAND RESPONSE

Um programa de DR pode ser entendido como um conjunto de medidas que são definidas e necessárias para que a procura de energia por parte do consumidor seja ajustada de acordo com as condições de fornecimento de energia para períodos onde o balanço entre a procura e a produção de energia não é o melhor, de maneira a que não ocorram intermitências por parte da rede no fornecimento de energia, ajudando a impedir ocorrências que possam colocar em causa a fiabilidade da rede e o fornecimento de energia nesses períodos.

Estes programas podem ser divididos em dois grupos: programas de DR baseados em incentivos e programas de DR baseados em preços, tal como ilustrado na Figura 1 (Faria & Vale, 2011).

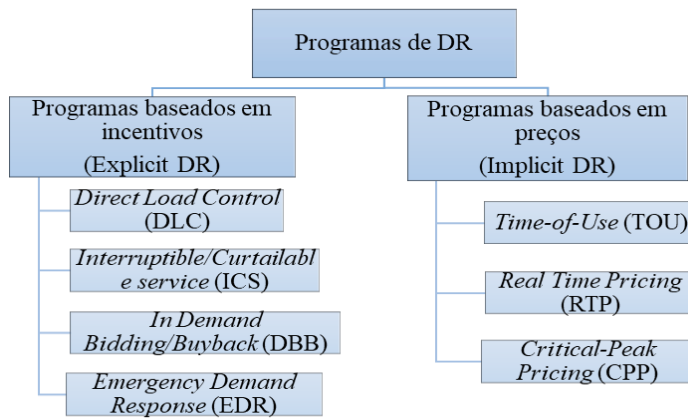


Figura 1 – Programas de Demand Response

De um ponto de visto temporal, podemos verificar que os programas de DR são implementados em escalas temporais diferentes, como se pode ver na Figura 2.

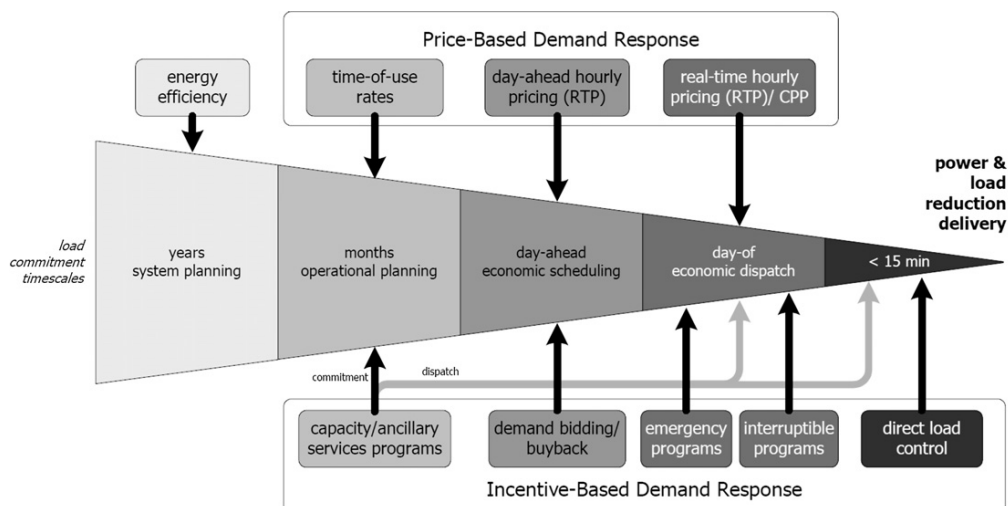


Figura 2 – Escala temporal da aplicação de programas de Demand Response
(Energy, 2006)

Através da análise da Figura 2, é possível então concluir que os impactos de diferentes ações derivadas da aplicação de programas de DR podem ser mensuráveis em intervalos de tempo diferentes fazendo com que, dependendo da situação, essas ações passem a ter um papel diferenciador de acordo com os interesses das entidades que possam aplicar ações de DR (Faria & Vale, 2011).

Os programas de DR baseados em incentivos são programas que podem ser estabelecidos pelo operador de rede, por entidades fornecedoras de energia ou pelo

agregador. Estes programas consistem na atribuição de incentivos monetários aos consumidores para que os mesmos ajustem os seus consumos de energia (Ponds, Arefi, Sayigh, & Ledwich, 2018).

Esses pedidos são feitos quando a fiabilidade ou as condições de segurança da rede possam estar comprometidas ou quando os preços de produção são bastante elevados. Em alguns programas de DR deste tipo, podem ser estabelecidas penalizações para os consumidores que se comprometam, mas que não cumpram o pedido de ajuste de consumo.

Como mostra a Figura 1, os programas de DR baseados em incentivos podem ser divididos em:

- **Programas *Direct Load Control (DLC)*:** programa no qual a entidade responsável pelo pedido tem a capacidade de desligar remotamente os equipamentos elétricos dos clientes, de forma a que seja possível manter a confiabilidade do sistema. Normalmente, os clientes recebem uma compensação por participarem no evento de DR. Essa compensação, usualmente, corresponde a um crédito para usar na fatura de eletricidade. Como se pode ver na Figura 2, estes programas normalmente são aplicados num curto período de tempo, geralmente inferior a 15 minutos e geralmente são destinados a clientes residenciais ou de comércio (Energy, 2006) (Faria & Vale, 2011);
- **Programas *Interruptable/Curtailable Service (ICS)*:** nos programas ICS, normalmente existe um compromisso por parte do consumidor para reduzir os seus consumos durante períodos em que possa haver contingências do sistema. Consumidores que se tenham comprometido a reduzir a sua carga durante esses períodos, mas que não o façam, normalmente pagam multas em forma de preços de energia bastante elevados, que entram em vigor durante períodos de contingência do sistema. Como se pode ver na Figura 2, estes programas são planeados no próprio dia, e são destinados a consumidores industriais (Energy, 2006) (Faria & Vale, 2011);
- **Programas *In Demand Bidding/Buyback (DBB)*:** programas que são destinados a grandes consumidores de energia, e que encorajam os mesmos

a reduzir os seus consumos, principalmente em momentos de procura elevada, em troca de preços de compra de energia mais reduzidos. Normalmente estes programas são planeados com um dia de antecedência (Figura 2) (Energy, 2006) (Faria & Vale, 2011);

- **Programas *Emergency Demand Response* (EDR):** normalmente os programas EDR oferecem incentivos monetários aos consumidores para que os mesmos reduzam os seus consumos de energia durante períodos em que a reserva de energia seja insuficiente, colocando em causa a fiabilidade do sistema para o fornecimento de energia. Normalmente estes programas são planeados no mesmo dia (Figura 2) (Energy, 2006) (Faria & Vale, 2011).

Quanto aos programas de DR baseados em preços, estes encontram-se relacionados com as alterações ao consumo por parte dos consumidores em resposta a uma alteração nos preços que os mesmos pagam pela energia (Ponds, Arefi, Sayigh, & Ledwich, 2018).

Quando existe uma grande diferença nos preços a pagar pela energia entre períodos, os consumidores podem responder a essas alterações de preço através da alteração do seu consumo de energia, ajustando esse consumo para períodos em que o preço da energia seja mais reduzido ou evitando consumir nos períodos em que a energia é mais cara, resultando assim numa redução do preço a pagar nas faturas de eletricidade (Ponds, Arefi, Sayigh, & Ledwich, 2018).

Como mostra a Figura 1, os programas de DR baseados em preços podem ser divididos em:

- **Programas *Time-of-Use* (TOU):** nos programas do tipo TOU são definidos preços de compra de energia para cada período do dia, preços esses que normalmente são definidos para as 24 horas do dia. Esses preços refletem os custos de produção da energia para esses períodos, e podem variar devido às estações do ano ou dias da semana, por exemplo. Um exemplo de uma tarifa com estas características, é a tarifa bi-horária, onde os preços de compra de energia variam de acordo com o período do dia, períodos de consumo de pico ou consumos de períodos fora de pico (Energy, 2006) (Faria & Vale, 2011);

- **Programas *Real Time Pricing* (RTP):** programas em que o preço da eletricidade usualmente sofre flutuações horárias, refletindo assim as alterações ao preço da eletricidade no mercado grossista, ou seja, quando a procura é mais elevada, os preços tendem também a ser mais elevados nesses períodos. Neste tipo de programa, os preços são fornecidos no dia anterior ou no próprio dia (Energy, 2006) (Faria & Vale, 2011);
- **Programas *Critical-Peak Pricing* (CPP):** neste tipo de programas, é definido um preço a pagar pelo consumo de energia em períodos críticos de pico de consumo. Normalmente, esses preços são bastante elevados quando comparados com os preços dos outros períodos do dia, de forma a motivar os consumidores a reduzirem o seu consumo nesses períodos críticos e consumirem energia em períodos onde a procura não seja tão elevada, de modo a manter a fiabilidade e estabilidade do sistema e evitar a ocorrência de interrupções no fornecimento de energia (Energy, 2006) (Faria & Vale, 2011).

Usualmente estes programas de DR não são aplicados diretamente pelos próprios consumidores, uma vez que na maior parte das vezes os consumidores não possuem ferramentas de análise dos consumos ou acesso aos mercados de energia. Assim, torna-se necessário recorrer a entidades especializadas nesse assunto, os agregadores.

2.2. AGREGADOR

A grande maioria dos consumidores de energia não tem consciência da forma como utiliza a energia durante a maior parte do tempo, nem possui os meios necessários para participar diretamente nos mercados de energia, necessitando assim de recorrer aos serviços de um agregador, de forma a que o mesmo possa ajudar os consumidores a participar nesses mercados, e ajudando também na otimização do uso da energia do consumidor. Para isso, os agregadores recorrem à utilização de programas de DR.

Um agregador é uma entidade provedora de serviços que tem como objetivo monitorar um conjunto de instalações, de forma a otimizar o consumo de eletricidade dos utilizadores finais tendo em conta as restrições impostas pela rede e os interesses dos

consumidores, não colocando em causa o conforto ou a qualidade de serviço prestado (Agnētis, Innocenti, Dellino, & Vicino, 2011) (Ponds, Arefi, Sayigh, & Ledwich, 2018).

As entidades agregadoras podem se especializar na agregação de diferentes tipos de consumidores, e normalmente os mesmos são divididos em consumidores residenciais, comerciais/grandes indústrias ou pequenas indústrias. Essa especialização em apenas um tipo de consumidores deve-se a várias causas. Diferentes tecnologias de monitorização são necessárias para controlar diferentes tipos de cargas. Por exemplo, uma máquina de lavar roupa pode ser operada manualmente, enquanto que para cargas de maior dimensão são necessárias tecnologias de controlo e comunicação mais caras. Outra das causas para essa especialização pode ser o facto de que, dependendo do tipo de consumidor, os aspectos legais para a agregação e venda da flexibilidade podem ser diferentes (Ikäheimo, Evens, & Kärkkäinen, 2010).

Na Figura 3 é possível ver as interações do agregador quer com o consumidor, quer com os mercados de energia.

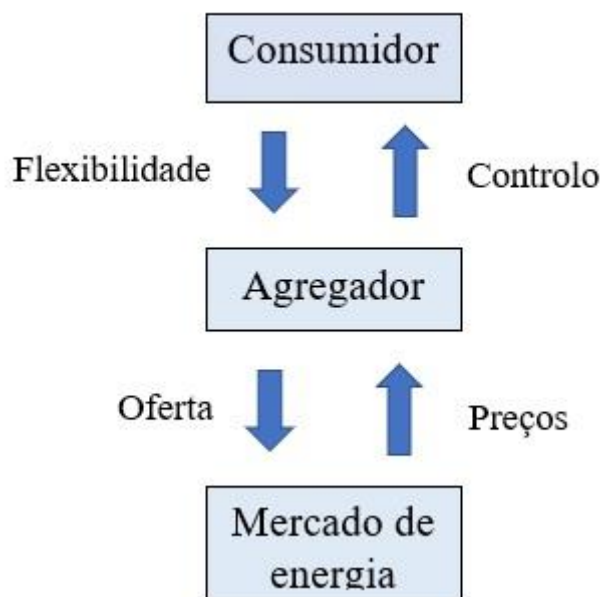


Figura 3 – Relações estabelecidas pelo agregador (Agnētis, Innocenti, Dellino, & Vicino, 2011)

O agregador negocia contratos com vários consumidores de forma a agregar as suas capacidades de redução ou aumento de consumos de energia ou efetuar *shifting* de cargas em alguns períodos, fazendo a intermediação entre os mesmos e os mercados de energia. Assim, é possível ao agregador criar um conjunto de equipamentos dos consumidores que possam ser controláveis (por exemplo sistemas de aquecimento, máquinas de lavar roupa, entre outros) e que apresentem características que permitam a flexibilidade nos períodos em que seja necessário. Como se pode ver na Figura 3, a flexibilidade adquirida pelo agregador através da otimização dos consumos por parte dos consumidores contratados, poderá depois ser vendida nos mercados de energia à melhor oferta (Agnētis, Innocenti, Dellino, & Vicino, 2011) (Ponds, Arefi, Sayigh, & Ledwich, 2018).

Para além disso, do ponto de vista da DR, os agregadores desempenham um papel fundamental. Essas entidades, quando associadas ao mercado do consumidor final, permitem a criação de controlos automatizados e customizados para os diferentes tipos de cargas ou instalações que permitam acesso remoto, enquanto têm em consideração as preferências e o padrões comportamentais dos consumidores. Os agregadores também possibilitam aos operadores da rede um mecanismo de gestão mais efetiva em relação aos custos de manutenção da rede, uma vez que as necessidades de manutenção e expansão da rede são reduzidas, permitindo ainda uma melhor integração de tecnologias de produção de energia renováveis (Ponds, Arefi, Sayigh, & Ledwich, 2018).

O papel de um agregador requer competências bastante importantes e específicas para desempenhar este papel. Por exemplo, o agregador precisa de conhecimentos aprofundados do funcionamento das indústrias e experiência para identificar as possibilidades de flexibilidade para cada indústria e as respetivas limitações. Para além disso, um agregador deve também possuir as capacidades técnicas para conectar os consumidores e integrar as suas cargas no seu conjunto de cargas a monitorar (Coalition, 2017).

2.3. SHIFTING DE CARGAS

O *shifting* de cargas consiste essencialmente em mover o consumo de cargas durante um período, para outros períodos, através de processos de reescalonamento de cargas.

Em certos casos, como por exemplo nas tarifas bi-horárias, o preço da energia varia consoante o período do dia em que é consumida. Neste exemplo em concreto, os preços a pagar pelo consumo de energia variam de acordo com períodos de pico ou períodos fora de pico. Nos períodos de pico, o valor a pagar pela energia consumida é consideravelmente superior quando comparado com os períodos fora de pico. Assim, efetuando o *shifting* de cargas que estariam ativas em períodos de pico, para períodos fora de pico de procura de energia, o consumidor conseguirá obter uma redução na fatura de energia elétrica a pagar no final do mês, bem como reduzir o esforço na rede nesses períodos.

Quanto aos eventos de DR, o *shifting* de cargas é comumente utilizado pelos agregadores para atingir as metas propostas nos contratos de consumo estabelecidos. Na Figura 4, é possível ver uma exemplificação da realização do *shifting* de cargas.

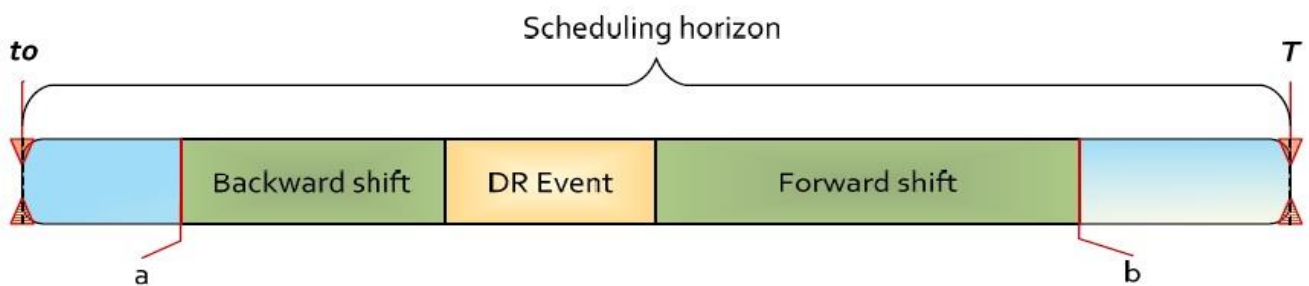


Figura 4 – *Shifting* de cargas num evento de Demand Response (Faria & Vale, 2019)

Como se pode verificar na Figura 4, o *shifting* pode ser feito para períodos que antecedem o evento de DR ou para períodos que sucedem ao evento de DR. Desta forma, é possível cumprir com os requisitos estabelecidos no evento mantendo a fiabilidade do sistema de fornecimento de energia (Faria & Vale, 2019).

2.4. VANTAGENS DA DEMAND RESPONSE PARA O OPERADOR DE DISTRIBUIÇÃO E OPERADOR DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA

A utilização da DR pode também proporcionar diversas vantagens quer do ponto de vista do Operador de distribuição do sistema (DSO), quer do ponto de vista do Operador de transmissão do sistema (TSO).

No ponto de vista Europeu, o DSO é a entidade responsável pela manutenção, operação e desenvolvimento das redes de distribuição de baixa, média e alta tensão a nível regional, de forma a garantir que a energia elétrica é fornecida de forma segura, fiável e eficiente ao consumidor (Dorothal, Boersma, & Linden, 2018) (Prettico, et al., 2019).

Do ponto de vista do DSO, a utilização da DR permite contornar problemas como:

- **Gestão do congestionamento:** Os problemas de congestionamento prendem-se com o possível sobreaquecimento de componentes da rede (como por exemplo o sobreaquecimento dos cabos) quando o fluxo de potência é demasiado elevado. Com o recorrente aumento do consumo de energia, devido à cada vez maior utilização de mais equipamentos elétricos por parte dos consumidores, como por exemplo os veículos elétricos, é expectável que os problemas de congestionamento possam aparecer de forma mais recorrente, mesmo em períodos usualmente considerados fora de pico na rede. Assim, os DSO podem recorrer à DR de forma a reduzir os períodos de pico na rede. Desta forma, é possível prolongar o período de vida dos componentes, diminuindo a necessidade de investimento no reforço da rede (Klyapovskiy, Kariniotakis, & You, 2019) (Bouloumpasis, Steen, & Tuan, 2019).
- **Controlo de tensão:** os problemas de tensão prendem-se com a variação dos níveis de tensão na rede para valores fora dos aceitáveis. Estes problemas podem ocorrer quando existe uma penetração excessiva de energia elétrica proveniente de fontes renováveis que não pode ser consumida instantaneamente ou quando existe o aparecimento de novas cargas que não estavam previstas. Assim, recorrendo à DR é possível ao DSO manter os valores da tensão dentro dos limites estabelecidos, quer

recorrendo à variação da carga em certos períodos, quer diminuindo a produção (Bouloumpasis, Steen, & Tuan, 2019) (Villar, Bessa, & Matos, 2018).

Já um TSO pode ser definido, segundo a Comissão Europeia, como uma entidade responsável pelo transporte de energia na forma de gás natural ou energia elétrica, a nível nacional ou regional. Do ponto de vista da energia elétrica, o papel principal do TSO é a transmissão de energia elétrica das centrais de produção através da rede elétrica para os DSO de nível local ou regional (Dorothal, Boersma, & Linden, 2018) (EntsoE, s.d.).

O TSO é a entidade responsável por gerir o balanço entre a procura e a produção na rede a nível de transmissão de energia, sendo também o responsável pelo controlo da frequência. A utilização da DR pode permitir um aumento na fiabilidade da rede de transmissão, já que a sua utilização permite uma redução na probabilidade de ocorrência de interrupções forçadas quando as reservas do sistema caem para valores abaixo dos desejados, para além de permitir um melhor balanço na relação produção-consumo. Reduzindo a procura por energia em períodos críticos, como por exemplo quando um gerador ou uma linha de transmissão avariarem, recorrer à DR pode permitir que as reservas do sistema voltem a níveis de pré-contingência (Hansen, et al., 2013) (Balijepalli, Pradhan, Khaparde, & Shereef, 2011) (Vicente-Pastor, Nieto-Martin, Bunn, & Laur, 2019).

2.5. ESTADO DA DEMAND RESPONSE NA EUROPA

Olhando para o panorama europeu, verifica-se que tem havido um interesse crescente em possibilitar a utilização da DR em quase todos os países. Até em países em que a DR é praticamente inexistente, como Espanha e Itália, começa a existir algum interesse em regularizar a DR de forma a ser possível explorar o seu potencial (o estado da DR em Portugal será abordado no ponto 2.6) (Coalition, 2017).

Atualmente, os países europeus que fornecem as estruturas mais propícias ao desenvolvimento da DR são a Suíça, França, Bélgica, Finlândia, Grã-Bretanha e Irlanda, porém continuam a existir ainda alguns problemas no que diz respeito ao *design* dos

mercados de energia e aos regulamentos que possibilitam a utilização da DR (Coalition, 2017).

Como se pode verificar na Figura 5, em vários países, a DR não é aceite nos mercados de energia ou encontra-se ainda limitada a algumas áreas em específico (Coalition, 2017).

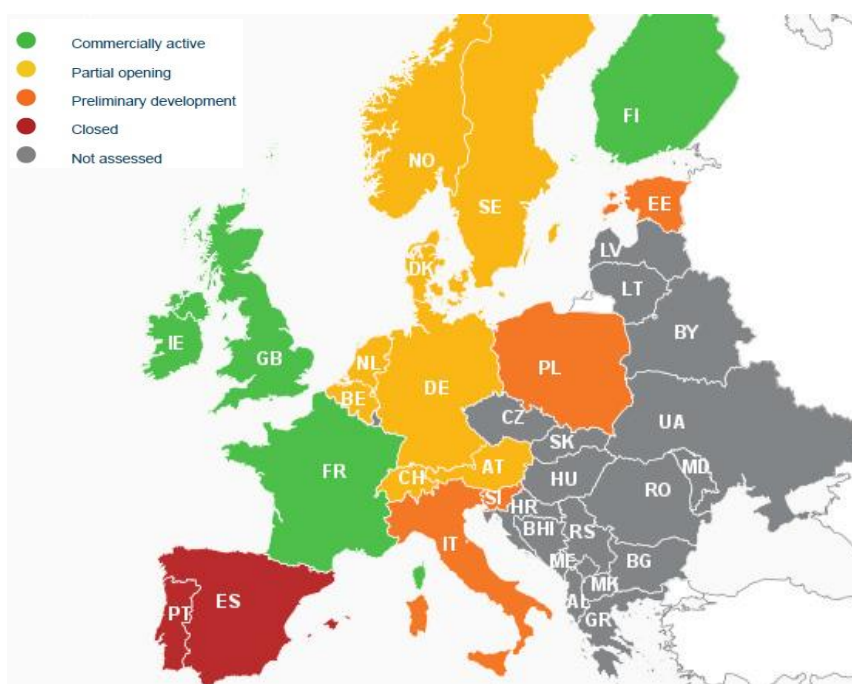


Figura 5 – Acesso da Demand Response aos mercados de energia na Europa (Coalition, 2017)

Na Polónia por exemplo, a participação da DR nos mercados foi limitada aos programas de EDR, porém como os requisitos desses programas eram muito pobres, a adesão aos mesmos caiu drasticamente ao ponto de que no ano de 2016, deixou de haver participantes nesses programas. Em Espanha, como já referido, a participação nos mercados é praticamente inexistente, chegando ao ponto em que a DR é restrita aos consumidores industriais, mas apenas através de contratos de interrupção do consumo (Coalition, 2017).

Do ponto de vista dos agregadores de DR, na maioria dos países europeus, as regras dos mercados de energia não fornecem detalhes específicos sobre como os agregadores de DR devem agir com os consumidores. Em alguns dos países, é possível aos agregadores participarem nos mercados, mas os mesmos devem negociar com os revendedores de

energia a venda da flexibilidade dos consumidores nos mercados. Esse facto pode tornar-se num desincentivo para esses agregadores entrarem nos mercados de energia, uma vez que as regras impostas acabam por criar uma barreira na entrada, resultando em que os revendedores de energia se tornem nas únicas entidades que possam fornecer serviços de agregação de consumidores (Coalition, 2017).

2.6. ESTADO DA DEMAND RESPONSE EM PORTUGAL

Ao ano de 2017, para pequenas cargas, a DR não se encontrava ainda definida no conjunto de leis portuguesas, no entanto a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) está ciente de que as estruturas para que a DR seja possível ainda não foram implementadas, incluindo medição, definição e remuneração referente ao *shifting* de cargas. No entanto, para grandes cargas, a mesma já se encontra regularizada, sendo o valor mínimo de carga necessária para aceder aos mercados de energia de 0,25 MW, enquanto que o valor máximo de remuneração pela participação é paga a consumidores com um valor de carga superior a 4 MW (Faria, Vale, & Morais, 2012) (Coalition, 2017).

No entanto, Portugal encontra-se no processo de incorporar armazenamento através de centrais de bombeamento de água no mercado de gestão dos consumos, processo esse que poderá abrir caminho para a incorporação da DR (Coalition, 2017).

Quando à abertura dos mercados de energia à DR, o mercado da gestão dos consumos encontra-se ainda fechado à incorporação da DR, já os programas de contratos de interrupção não permitem a agregação e encontra-se limitado aos grandes consumidores industriais, conectados à rede de alta tensão (AT). Estes consumidores representam uma capacidade de redução na ordem dos 2000 MW em horas de pico e os principais consumidores são indústrias da área da construção ou de fabrico de outros materiais (papel, químicos, etc.) (Coalition, 2017).

Quanto aos agregadores independentes de DR, os mesmos não possuem uma função definida em Portugal, e não existe nenhum regulamento que descreva as funções e responsabilidades, direitos de acesso e todas as outras questões técnicas que são necessárias para criar um meio de participação nos mercados por parte dos consumidores (Coalition, 2017).

2.7. PROGRAMAS REAIS DE DEMAND RESPONSE

Nesta secção serão apresentados alguns programas de DR que são já aplicados a consumidores, quer residenciais, quer comerciais/industriais.

Ainda que a Europa, por enquanto, não apresente uma grande abertura à utilização da DR e o seu comércio nos mercados de energia, o mesmo não se verifica, por exemplo, nos Estados Unidos da América, onde já existe uma grande utilização da DR.

Em vários estados dos Estados Unidos da América já existem várias entidades que permitem o acesso a vários programas de DR aos seus clientes, de forma a comercializar essa mesma DR nos mercados de energia disponíveis. Exemplos dessas entidades são a *A&N Electric Cooperative*, *Nobles Cooperative Electric* ou a *Northern Virginia Electric Cooperative* (Commission, s.d.).

Na Tabela 1 são mostrados alguns programas de DR que são disponibilizados por estas três entidades.

Tabela 1 – Programas de Demand Response disponibilizados por algumas entidades

Entidade	Programa	Sector	Participação
<i>A&N Electric Cooperative</i>	DLC	Residencial	Opcional
<i>A&N Electric Cooperative</i>	TOU	Residencial	Opcional
<i>A&N Electric Cooperative</i>	TOU	Comercial/Industrial	Opcional
<i>Nobles Cooperative Electric</i>	DLC	Residencial	Opcional
<i>Nobles Cooperative Electric</i>	DLC	Residencial	Opcional
<i>Northern Virginia Electric Cooperative</i>	TOU	Residencial	Opcional
<i>Northern Virginia Electric Cooperative</i>	EDR	Comercial/Industrial	Opcional

Como demonstrado na tabela anterior, a mesma entidade pode disponibilizar programas para clientes residenciais ou clientes comerciais/industriais, cada um com diferentes condições, como é de se esperar.

Também se percebe que no sector residencial os programas mais utilizados são os programas do tipo DLC e TOU, uma vez que são de controlo mais prático. Para todos os programas disponibilizados na Tabela 1, a participação por parte do cliente é opcional, ou seja, mesmo o cliente tendo um contrato de DR celebrado com a entidade agregadora, o mesmo pode decidir se quer participar ou não no pedido de DR. Alguns programas não permitem ao cliente decidir, já que a participação por parte dos clientes contratados pode ser obrigatória.

3. METODOLOGIA

Neste capítulo, é demonstrada e explicada a metodologia utilizada para a realização e obtenção dos resultados que serão demonstrados para os casos de estudo considerados.

A definição de uma metodologia adequada assume um papel de extrema importância no trabalho, uma vez que uma má definição da metodologia a utilizar poderá colocar em causa os resultados pretendidos do trabalho.

A Figura 6 mostra a metodologia utilizada no desenvolvimento deste trabalho.

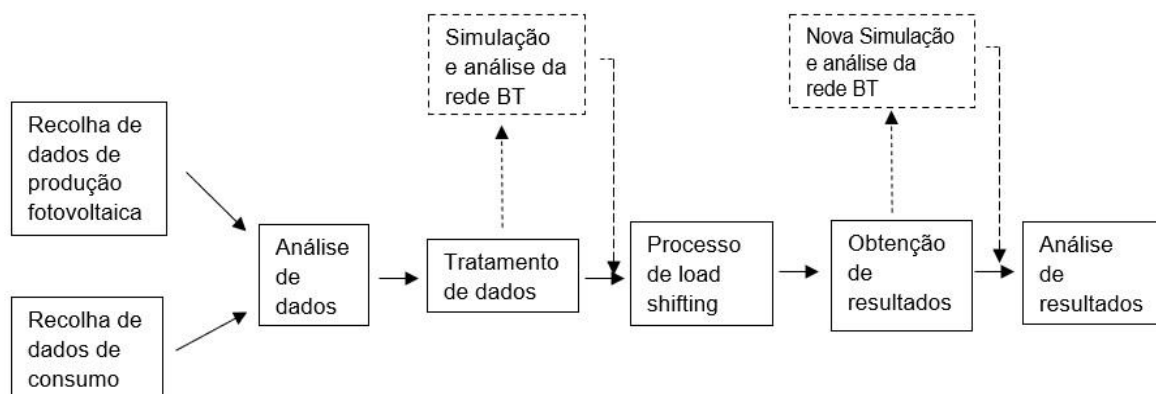


Figura 6 – Metodologia utilizada para a realização dos casos de estudo

A recolha de dados de consumo de habitações é um dos passos mais importantes para a realização dos casos de estudo apresentados. Como referido mais à frente neste documento (ponto 4.1), a recolha de dados demonstrou ser uma das tarefas mais complicadas na realização deste trabalho, devido à pouca partilha de dados semelhantes aos utilizados neste trabalho. Foi também necessário proceder à recolha de dados de produção de origem fotovoltaica, uma vez que alguns dos casos de estudo tratados apresentam cenários onde a produção de energia através de fontes renováveis é considerada. Os dados de produção utilizados são provenientes dos painéis fotovoltaicos instalados no edifício dos laboratórios do GECAD, e foram fornecidos pelo mesmo.

Após a recolha de dados quer de consumo de habitações, quer de produção através de painéis fotovoltaicos, foi necessário passar para a análise e tratamento dos dados recolhidos. Nesta etapa, foi necessário analisar e selecionar os dados que seriam utilizados nos casos de estudo (2 dias para cada habitação), dentre os milhões de dados que constavam para cada habitação do *dataset* selecionado. Na seleção de dados, foi dada prioridade aos dias em que existia consumo de todos os eletrodomésticos considerados mais importantes no estudo.

Após a seleção dos dados a utilizar, e uma vez que os registos dos consumos dos equipamentos se encontravam com espaçamentos na ordem dos segundos, foi necessário fazer a conversão desses dados para intervalos de 15 minutos, de forma a facilitar a sua utilização. De seguida, tornou-se necessário proceder à conversão dos dados de Watts (W) para quilowatt hora (kWh), para os casos de estudo 1 e 2, de forma a facilitar a sua utilização e diminuição do tempo de processamento do escalonador utilizado.

Tendo os dados já tratados e selecionados, procedeu-se ao reescalonamento dos eletrodomésticos selecionados, de forma a realizar o *load shifting* para outros períodos. Esse reescalonamento foi realizado através de um escalonador de tarefas desenvolvido no âmbito do projeto SPEAR (Ramos, et al., 2020). Esse escalonador é baseado num algoritmo genético (GA) que, fornecendo os dados de *input* necessários, tais como energia consumida por cada eletrodoméstico em cada período de tempo, preços da tarifa de consumo considerada em cada período de tempo, restrições consideradas, entre outros, o mesmo fará um reescalonamento das tarefas de cada equipamento (*load shifting* dos equipamentos) para outros períodos do dia. Na Figura 7 é possível verificar a estrutura de funcionamento do algoritmo.

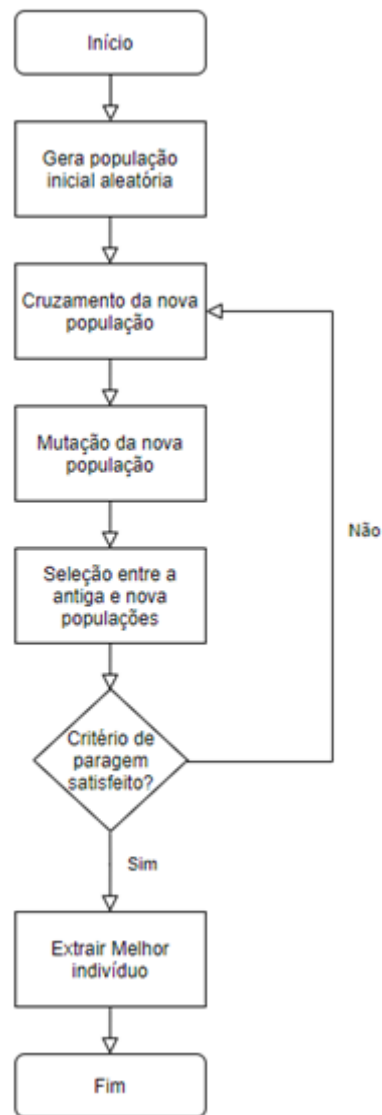


Figura 7 – Funcionamento do algoritmo genético

Os GA baseiam-se na teoria da evolução de Darwin. Fornecendo ao escalonador os dados de *input* referidos anteriormente, o mesmo irá gerar uma nova população de indivíduos (soluções) de forma aleatória. Os indivíduos dessa nova população serão combinados num processo de cruzamento, originando assim uma nova população, resultante de um processo de mutação. Os melhores indivíduos serão então selecionados e o algoritmo irá verificar se os mesmos cumprem com os critérios de paragem definidos.

Caso os critérios de paragem sejam cumpridos, irá ser feita a extração do melhor indivíduo e o algoritmo retornará a melhor solução encontrada. Porém, se os critérios de

paragem não forem cumpridos, o GA voltará ao processo de cruzamento da nova população e repetirá todos os passos até que a melhor solução seja encontrada.

Por fim, já com a melhor solução encontrada e o reescalonamento dos equipamentos, é feita uma comparação com o caso-base de forma a verificar as alterações quer nos períodos de funcionamento dos equipamentos, quer nos preços finais a pagar pelo consumo de energia por parte do cliente.

No entanto, para os casos de estudo em que é necessário realizar uma análise da rede, torna-se necessário adicionar alguns passos extra ao fluxograma da metodologia apresentado na Figura 6 (a tracejado). Nestes casos, para além de todos os outros passos apresentados anteriormente, foi necessário realizar uma simulação de uma rede de Baixa Tensão (BT) de forma a analisar os valores das tensões nos barramentos da rede, de forma a identificar possíveis problemas de tensão nos barramentos. Essa análise foi realizada recorrendo ao *software* MATLAB em conjunto com o *software* MATPOWER, este último adaptado à rede em estudo e à necessidade de obter os dados da rede para um conjunto elevado de períodos considerados, utilizando um algoritmo baseado no método de análise de Newton-Raphson. Este método é um método iterativo bastante eficiente utilizado para análise de sistemas elétricos de energia, que através de um número reduzido de iterações, tenta convergir para a melhor solução do problema.

Após essa simulação de rede, foram selecionados alguns dados de consumo de habitações do *dataset* utilizado, de forma a realizar *load shifting* das cargas selecionadas. Realizado o *load shifting*, procedeu-se à atualização dos perfis de carga dos consumidores selecionados da rede e realizou-se novas simulações de rede, de forma a verificar se os problemas de tensão no barramento selecionado estariam resolvidos.

Desta forma, foi possível realizar todos os casos de estudo previamente estabelecidos, de forma a verificar e retirar conclusões relativamente às alterações e resultados obtidos nos mesmos.

4. CASOS DE ESTUDO

No presente capítulo deste documento, será abordado o processo de levantamento de dados e serão apresentados os casos de estudo tratados, assim como uma análise e as devidas conclusões a retirar dos resultados obtidos de cada caso tratado.

Serão apresentados 3 casos de estudo no total, cujos objetivos principais passam pela aplicação de programas de DR e pela demonstração dos benefícios da aplicação da DR, quer do ponto de vista da rede, quer do ponto de vista do consumidor.

Para os 3 casos de estudo, o *load shifting* necessário foi realizado em cargas como máquina de lavar roupa, máquina de lavar loiça, máquina de secar roupa e sistema de aquecimento, quando disponíveis, uma vez que as mesmas são cargas de mais fácil controlo quando comparadas com outras cargas que poderão existir nas habitações.

4.1. LEVANTAMENTO DE DADOS

Um dos elementos mais importantes a considerar na realização de trabalhos científicos são os dados recolhidos para utilização nos casos de estudo a tratar. Essa importância deve-se ao facto de que a qualidade dos dados recolhidos terá influência direta nos resultados obtidos para os testes realizados, podendo colocar em causa a fiabilidade dos resultados e consequentemente gerar incertezas aquando da análise dos mesmos.

No entanto, no meio científico, a recolha de dados pode tornar-se numa tarefa bastante complicada, uma vez que a maioria dos dados utilizados em outros trabalhos publicados não se encontram disponíveis *online* ou poderão não constituir a melhor base de dados para ser utilizada nos trabalhos, apesar da existência de um grande número de repositórios *online* que têm como principal objetivo a partilha de dados para serem utilizados em outros trabalhos por parte da comunidade científica. A Tabela 2 apresenta alguns desses mesmos repositórios de dados.

Tabela 2 – Alguns repositórios disponíveis *online*

Repositório	<i>Link</i> de acesso
<i>IEEE Dataport</i>	https://ieee-dataport.org/
<i>Kaggle</i>	https://www.kaggle.com/datasets
IDMA <i>Working Group</i>	https://site.ieee.org/psace-idma/data-sets/
PECAN <i>Street</i>	https://www.pecanstreet.org/dataport/
Zenodo	https://zenodo.org/

Para os casos concretos de estudo que serão mostrados neste documento, o levantamento de dados mostrou ser uma tarefa bastante complicada, quer pela falta de disponibilidade de dados *online*, como já referido, quer pelas características dos dados que se procuravam. Para a realização dos casos de estudo que serão mostrados, os dados necessários teriam que possuir um grau de discriminação bastante elevado, uma vez que se

procurava dados de consumo de eletrodomésticos específicos que se podem encontrar em habitações. Para isso foi efetuada uma exaustiva pesquisa pelos vários *sites* e repositórios onde poderia haver disponibilidade *online* de dados que poderiam ser utilizados nos casos de estudo a tratar. Desta forma, tornou-se possível realizar um levantamento de dados de várias fontes distintas, de forma a poder avaliar a sua qualidade e as suas características para utilização nos casos de estudo.

Na Tabela 3 encontram-se os *datasets* recolhidos e analisados durante o trabalho, mas que não foram utilizados nos casos de estudo. No Anexo A no fim deste documento é possível ver tabelas mais detalhadas de cada um dos *datasets* presentes na Tabela 3, bem como do *dataset* utilizado para os casos de estudo.

Tabela 3 - *Datasets* analisados, mas não utilizados

<i>Datasets</i>	Período entre registros	Sector	Período dos registros
<i>Individual household electric power consumption</i> (Hebrail & Berard, s.d.)	1 minuto	Residencial	47 meses
<i>Commercial and Residential Hourly Load Profiles</i> (Energy O. o., s.d.)	1 hora	Comercial e residencial	12 meses
<i>Appliances Energy Prediction</i> (Candanedo, s.d.)	10 minutos	Não especificado	4.5 meses
<i>Bonneville Power Administration Dataset</i> (Administration, s.d.)	1 minuto	Não especificado	8 meses
<i>Tracebase dataset</i> (Reinhardt, et al., 2012)	1 segundo	Residencial	12 meses

Após uma análise aos dados referidos na tabela acima, chegou-se à conclusão de que estes dados não apresentavam as características necessárias para a sua utilização nos casos de estudo apresentados. Uma das características que se procurou nos dados recolhidos é a de que o espaçamento temporal entre os registos dos consumos dos equipamentos fosse na ordem dos segundos, o que não se verifica na maior parte destes dados, já que os mesmos apresentam espaçamentos entre registos que podem ter uma variação na ordem dos minutos, bem como na ordem das horas, dependendo do *dataset* escolhido. Já os dados presentes em *Tracebase dataset* (Reinhardt, et al., 2012), apesar de o espaçamento entre registos ser de 1 segundo, não se optou pela utilização dos mesmos, uma vez que o formato do ficheiro em que os dados se encontravam não seria o melhor para proceder à sua utilização, dificultando o processo de tratamento dos mesmos para utilização nos casos de estudo.

Assim, optou-se pela utilização de um outro conjunto de dados que não se encontram referenciados nas tabelas acima. Os dados recolhidos e utilizados nos casos de estudo deste trabalho foram retirados de *REFIT: Electrical Load Measurements* (Murray, Stankovic, & Stankovic, 2017). Este *dataset* possui registos de dados de consumo em Watts de vários eletrodomésticos a nível individual, bem como dados de consumo a nível global de 20 habitações diferentes, com um espaçamento temporal entre registos de 8 segundos, verificando-se assim todos os requisitos estabelecidos aquando da procura dos dados necessários.

4.2. CASOS DE ESTUDO

Nesta secção, serão abordados os casos de estudo tratados neste trabalho.

Dos casos de estudo que serão tratados, em 2 deles foram aplicados programas de DR do tipo TOU (caso de estudo 1 e caso de estudo 2), ou seja, baseados em preços, enquanto que no terceiro caso foi aplicado um programa de DR do tipo DLC, ou seja, baseado em incentivos. Para o caso de estudo 1 e 2, foi considerado um dia e meio dividido em períodos de 15 minutos, ou seja, 144 períodos. Já para o caso de estudo 3 foi considerado apenas um dia dividido em períodos de 15 minutos, ou seja, 96 períodos.

A Tabela 4 mostra algumas características dos casos de estudo realizados.

Tabela 4 - Características dos casos de estudo considerados

Caso de estudo	Nº Clientes	Sector	Programa
Caso de estudo 1	1	Residencial	TOU
Caso de estudo 2	1	Residencial	TOU
Caso de estudo 3	7	Residencial	DLC

Para o caso de estudo 1, foi considerado que um cliente de uma habitação residencial possui um contrato celebrado com uma entidade agregadora. Nesse contrato, o cliente aceita a realização de *shifting* de cargas controláveis que estejam em funcionamento durante períodos de pico na rede para outros períodos durante o mesmo dia ou na madrugada do dia seguinte, de forma a reduzir o custo final a pagar na fatura mensal de eletricidade, o que terá como consequência a diminuição da procura de energia nos períodos de maior esforço da rede.

Como referido anteriormente, para este caso de estudo em concreto foi aplicado um programa do tipo TOU e uma tarifa de consumo de energia bi-horária, sendo toda a energia consumida proveniente da Energias de Portugal (EDP). Neste tipo de tarifa, os preços a pagar pelo consumo de energia variam de acordo com o período do dia em que se está a

consumir (pico ou fora de pico). Na Tabela 5 é possível ver os preços a pagar de acordo com o período do dia.

Tabela 5 - Preço a pagar pela energia de acordo com o período do dia

Período do dia	Preço (€/kWh)
Fora de pico (0h – 8h/ 22h15 – 23h45)	0,101
Pico (8h15 – 22h)	0.1879

Na Tabela 6 é possível verificar as restantes características que foram consideradas para a habitação no estudo.

Tabela 6 - Características da habitação considerada para o caso de estudo 1 e 2

Características da habitação	
Potência Contratada	6,9 kVA
Tarifa Contratada	Bi-horária
Potência Instalada em Painéis Fotovoltaicos (quando considerados)	7,5 kWp

Quanto ao caso de estudo 2, o mesmo é em tudo idêntico ao caso de estudo 1. Porém neste caso de estudo, ao invés de se utilizar uma tarifa bi-horária na habitação, decidiu-se utilizar uma tarifa dinâmica de forma a verificar os impactos que esta possa provocar nos custos finais a pagar pelo consumo dos equipamentos por parte do consumidor, antes e após a realização do *load shifting*. Todas as características da habitação utilizada para o caso de estudo 1 aplicam-se no caso de estudo 2.

Por fim, para o caso de estudo 3, considerou-se o seguinte: no âmbito da operação da rede, o DSO fez estudos de simulação de uma rede de BT com as previsões de consumo que possui para os consumidores da rede. Através desse estudo, o DSO irá verificar se

existem problemas de tensão nos barramentos da rede para as condições de operação previstas.

Caso sejam identificados problemas de tensão na rede por parte do DSO, e caso o mesmo entenda que esses problemas possam ser resolvidos recorrendo a serviços de DR fornecidos por um agregador, então o DSO determina o pedido de DR que deve ser feito e faz esse pedido ao agregador.

Após a receção do pedido de DR feito pelo DSO, o agregador verifica se o mesmo se enquadra nos serviços de DR previstos no seu âmbito de atuação e caso o pedido se enquadre, o agregador transmitirá o pedido aos seus clientes com contratos de DR e as condições do mesmo (duração, compensação, percentagem de redução, etc.). Por fim, cada cliente com contrato de DR com o agregador irá analisar o pedido e decidir se aceita participar no evento de DR.

A Figura 8 mostra uma representação computacional da rede de BT utilizada.

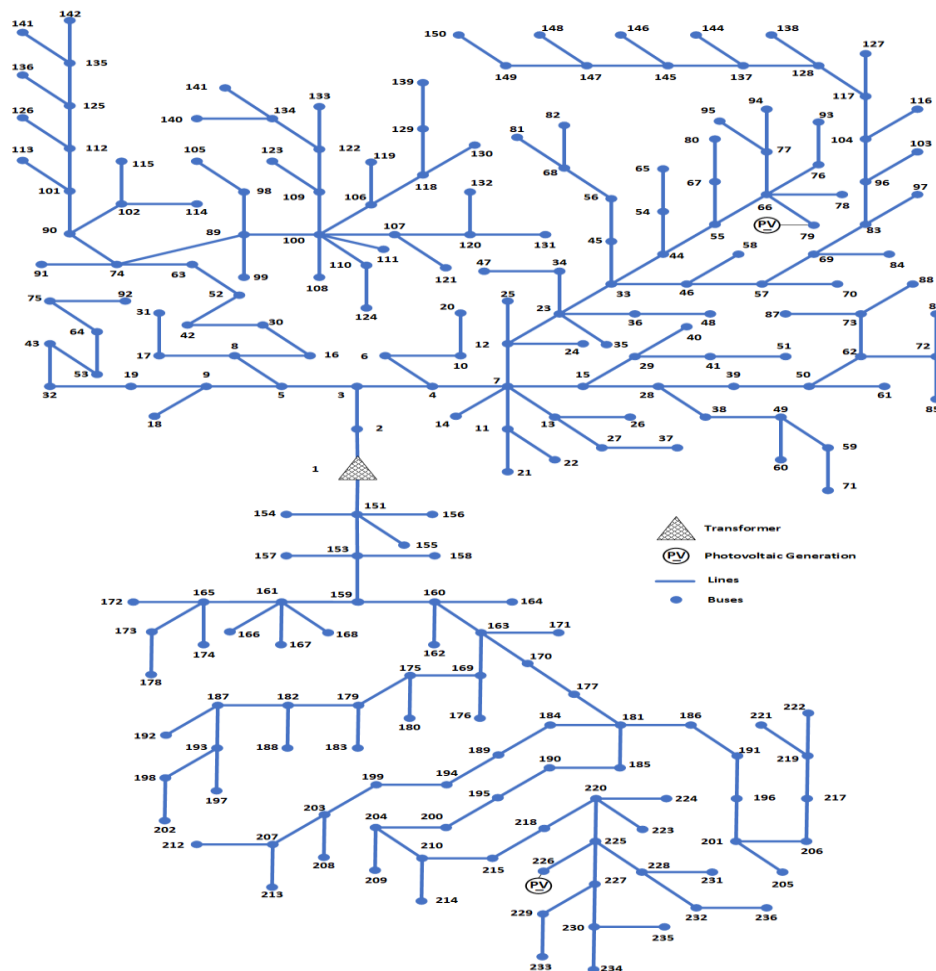


Figura 8 – Representação computacional da rede de Baixa Tensão (Faia, et al., 2020)

A rede utilizada é uma rede do tipo radial, com 236 barramentos e 235 linhas de distribuição. Possui ainda 96 consumidores finais conectados na rede, o que resulta num valor de 679,65 kVA de potência total de carga e é alimentada por uma rede de Média Tensão (MT) conectada através de um transformador com uma potência de 1000 kVA, apresentando uma tensão no primário de 10 kV e uma tensão estipulada secundária em vazio de 420 V (Faia, et al., 2020).

Dos 96 clientes da rede, dois deles possuem painéis fotovoltaicos para produção de energia para autoconsumo (Faia, et al., 2020).

4.2.1. CASO DE ESTUDO 1 – ANÁLISE DE RESULTADOS

Para este caso, foram consideradas duas situações distintas, uma delas em que a habitação não possui painéis fotovoltaicos instalados, e outra situação em que o estudo é feito para a habitação com a presença de painéis fotovoltaicos, possibilitando a produção de energia proveniente de fontes renováveis.

Uma vez que a habitação escolhida possuía máquina de lavar roupa, máquina de lavar loiça, máquina de secar roupa e sistema de aquecimento, optou-se por utilizar essas cargas no processo de *load shifting* quando necessário.

De modo a facilitar a sua utilização no escalonador, a cada equipamento utilizado foi atribuída uma referência. Na Tabela 7 é possível ver a referência utilizada para cada eletrodoméstico selecionado.

Tabela 7 – Referência utilizada para cada equipamento considerado

Eletrodoméstico	Referência utilizada
Máquina de lavar loiça	MAQ1.1
Máquina de lavar roupa	MAQ1.2
Máquina de secar roupa	MAQ1.3
Sistema de aquecimento	MAQ1.4

Considerando a hipótese em que não existe qualquer painel fotovoltaico instalado na habitação, na Figura 9 pode ver-se a energia consumida em cada período de funcionamento dos equipamentos seleccionados durante o dia, para o caso-base sem produção de origem fotovoltaica, ou seja, sem qualquer escalonamento dos equipamentos.

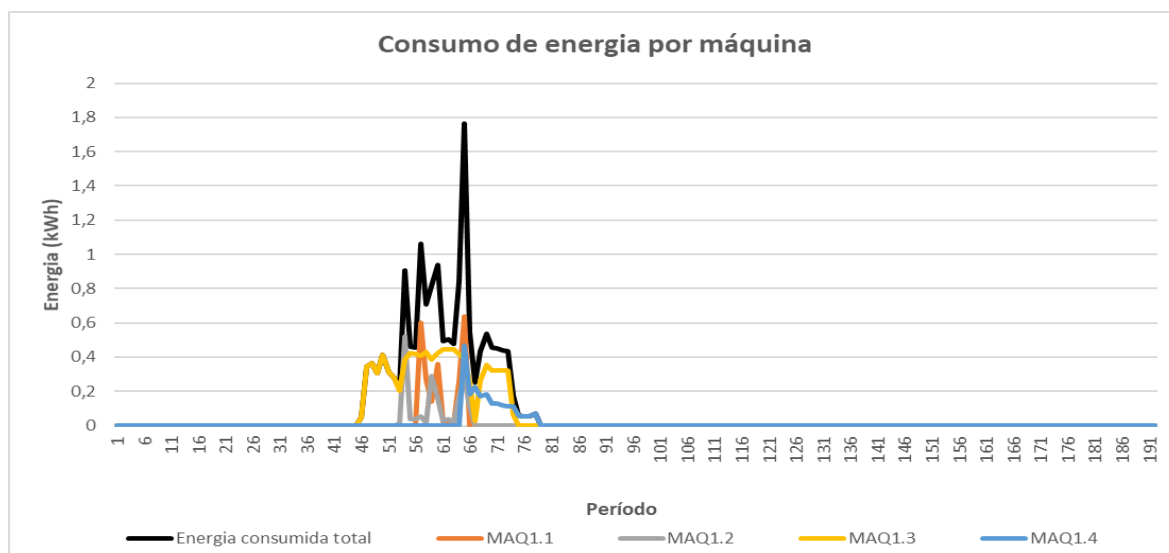


Figura 9 – Consumo energético dos equipamentos seleccionados ao longo do dia para o caso-base

Como é possível verificar na figura acima, inicialmente os eletrodomésticos seleccionados encontravam-se todos a funcionar em períodos considerados de pico para a rede (períodos 46 [11h30] – 78 [19h30]) logo, considerando os preços mostrados na Tabela 5, as mesmas encontravam-se em funcionamento durante os períodos em que o preço a pagar pelo consumo de energia era mais elevado.

Assim, procedeu-se ao reescalonamento dos equipamentos considerados, de forma a que os seus períodos de funcionamento não coincidisse com os períodos de pico na rede. Para efetuar o reescalonamento, considerou-se que a máquina de lavar roupa teria que obrigatoriamente terminar o seu ciclo de funcionamento antes de se iniciar o ciclo de funcionamento da máquina de secar roupa, já que de outra forma não faria sentido.

Na Figura 10 é possível verificar a energia consumida por período de funcionamento de cada máquina, após efetuar o reescalonamento das mesmas.

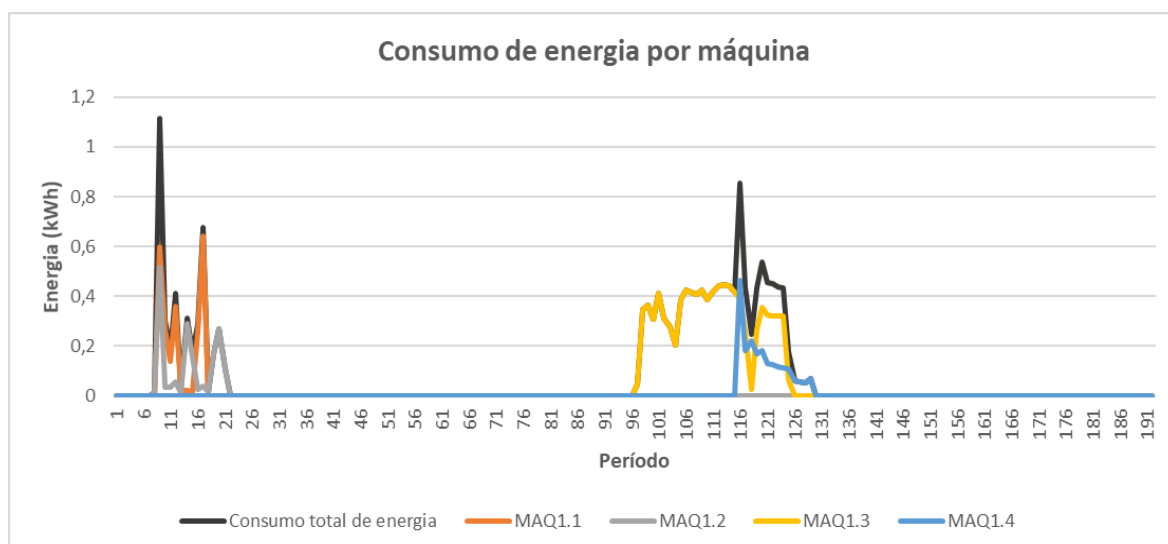


Figura 10 – Consumo energético dos equipamentos selecionados após reescalonamento

Como se pode verificar, após o reescalonamento dos equipamentos em estudo, estes deixaram de efetuar os seus ciclos de funcionamento durante os períodos de pico (períodos 33 – 88) e passaram a funcionar em períodos fora de pico da rede (madrugada do mesmo dia e madrugada do dia seguinte), onde o preço a pagar pela energia é mais reduzido e não existe uma procura por energia tão elevada, possibilitando ao consumidor reduzir os seus custos no consumo de energia destes equipamentos ao mesmo tempo que diminui a procura de energia na rede em períodos de pico.

Na Figura 11 é possível ver uma comparação entre a evolução dos custos devido ao consumo dos equipamentos em cada período, antes e depois de efetuar o *load shifting* nos equipamentos.

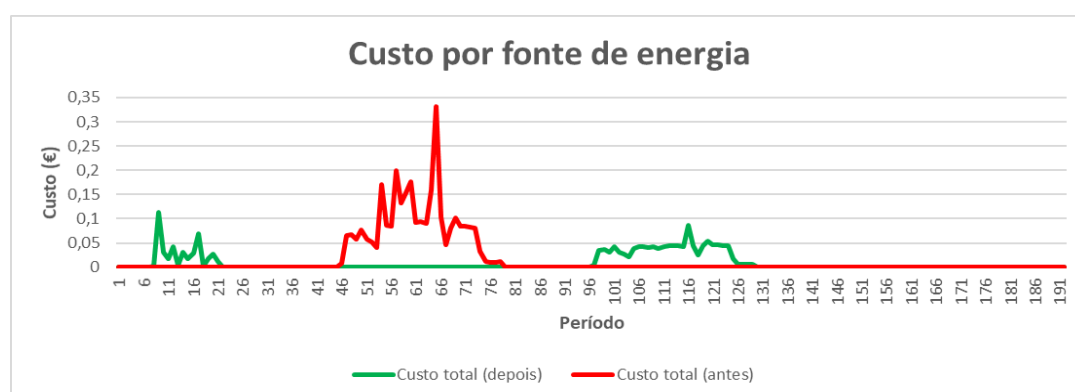


Figura 11 – Evolução dos custos pela energia consumida ao longo do tempo, antes e depois do *load shifting*

Analisando a imagem acima, é possível verificar que os custos devido ao consumo ao longo do tempo após efetuar o *shifting* das cargas é consideravelmente mais baixo do que os custos antes de efetuar o *shifting* das cargas. Na Tabela 8 pode ver-se o custo total a pagar pelo consumo de todos os equipamentos, antes e depois do reescalonamento.

Tabela 8 – Custos totais antes e após o reescalonamento

Custo total antes do reescalonamento (€)	Custo total após o reescalonamento (€)
2,945	1,583

Analisando os valores totais obtidos, verifica-se que após o *shifting* das cargas selecionadas, obteve-se uma redução de aproximadamente 46% no custo final a pagar pelo consumo de todas as máquinas, obtendo uma redução bastante significativa no custo final a pagar pela energia consumida pelos equipamentos em questão após o reescalonamento.

Considerando ainda o caso-base, acrescentou-se a possibilidade de produção de energia através de fontes renováveis, mais precisamente através de painéis fotovoltaicos presentes na habitação, de forma a tirar partido do autoconsumo.

Inicialmente, o perfil de consumo de energia ao longo do tempo para cada equipamento é o mesmo do caso onde não existe produção através de painéis fotovoltaicos, que pode ser visto na Figura 9. Porém, a necessidade de compra de energia à rede já não é tão elevada, devido à presença dos painéis fotovoltaicos. Na Figura 12 é possível ver a energia consumida por fonte de energia considerada.

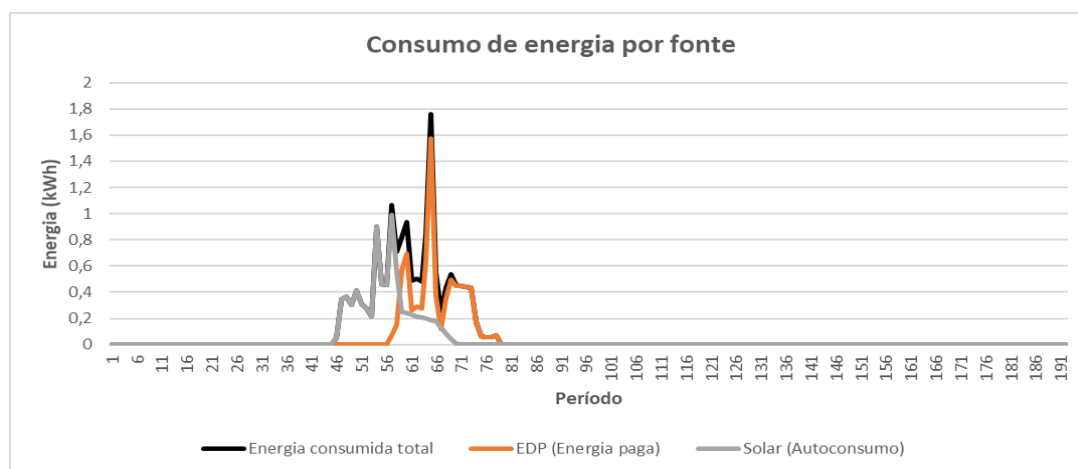


Figura 12 – Energia consumida ao longo do tempo por fonte de energia considerada

Como se pode ver, a utilização do regime de autoconsumo diminui as necessidades de compra de energia à rede, fazendo com que a procura de energia nesses períodos diminua um pouco.

Realizando então o *load shifting* nos equipamentos em estudo, obteve-se os resultados presentes na Figura 13.

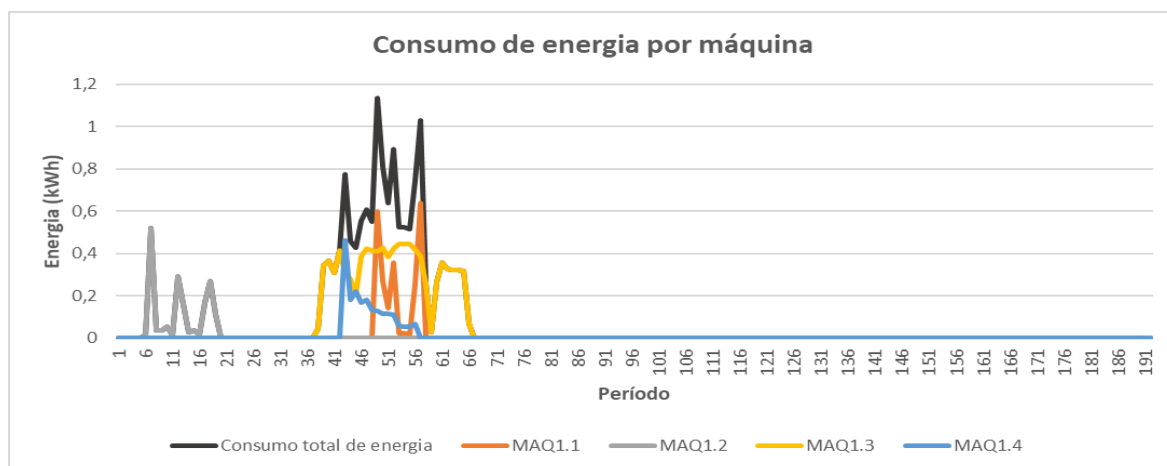


Figura 13 – Consumo energético dos equipamentos selecionados após escalonamento, considerando produção fotovoltaica

Fazendo uma análise a essa figura, pode-se notar que, ao contrário do que acontece no cenário onde não existe produção de energia através de painéis fotovoltaicos, o escalonador efetuou o *shifting* da maior parte das cargas para períodos considerados de pico na rede.

Na Figura 14 é possível analisar o consumo de energia total por fonte de energia, considerando a produção através dos painéis fotovoltaicos.

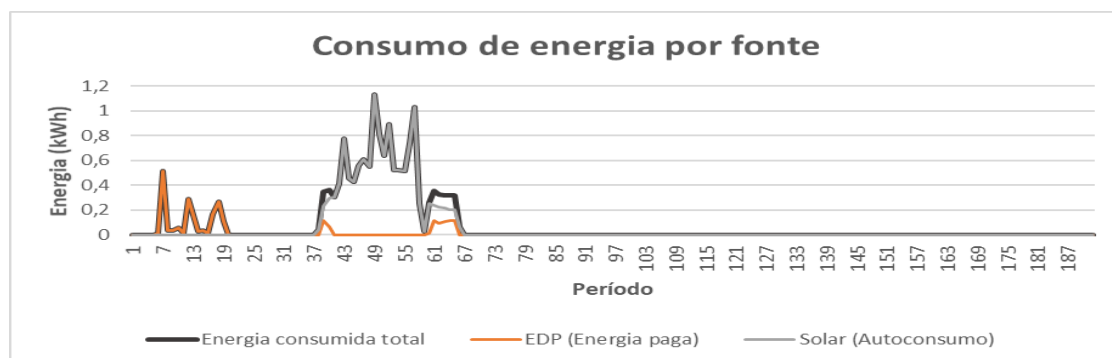


Figura 14 – Energia consumida ao longo do tempo por fonte de energia após reescalonamento

Analisando a Figura 13 e a Figura 14, é possível perceber que o *load shifting* efetuado pelo escalonador para períodos de pico da rede deve-se ao facto de esses períodos coincidirem com os períodos onde existe uma maior produção de energia através dos painéis fotovoltaicos. Desta forma, mesmo as cargas funcionando em períodos de pico da rede, não será necessário comprar tanta energia à mesma, diminuindo a procura de energia na rede, uma vez que a energia fotovoltaica produzida é suficiente para suprir as necessidades de procura de energia para esses períodos.

Na Figura 15 mostra a comparação entre os custos devido ao consumo dos equipamentos a pagar ao longo dos períodos, antes e depois de efetuar o *load shifting* e considerando a presença de painéis fotovoltaicos na habitação.

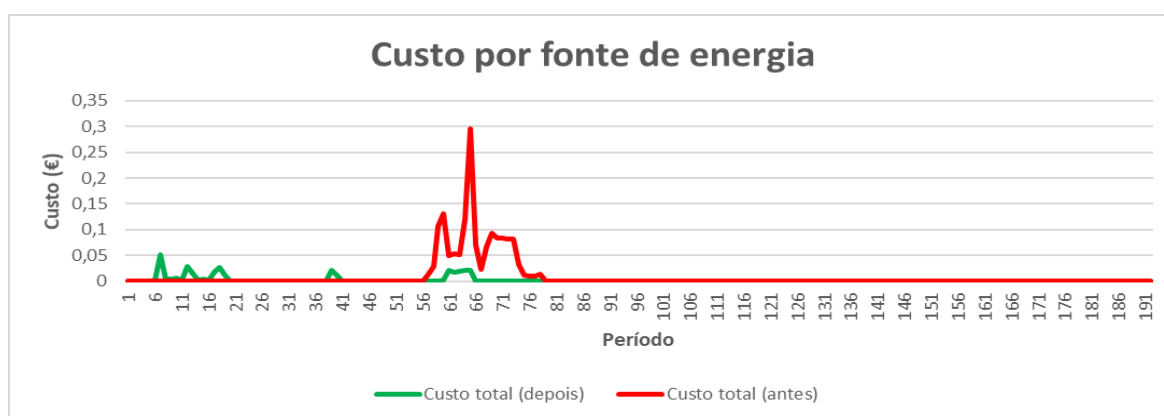


Figura 15 – Variação dos custos pelo consumo dos equipamentos ao longo do dia, antes e depois de efetuar *load shifting* e com presença de painéis fotovoltaicos

Após o *load shifting*, mesmo havendo consumo de energia em períodos de pico da rede, devido à utilização da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, o consumo de energia derivada da rede será tão baixo que o custo pelo consumo nesses períodos será também muito reduzido, compensando muito mais fazer utilização da energia de autoconsumo do que colocar as cargas a funcionar em períodos fora de pico.

Na Tabela 9 é possível ver o custo total a pagar pelo funcionamento de todos os equipamentos, antes e depois de efetuado o *load shifting*, para o cenário de presença de painéis fotovoltaicos.

Tabela 9 – Custo total antes e depois do reescalonamento, para o cenário com produção fotovoltaica

Custo total antes do reescalonamento (€)	Custo total após o reescalonamento (€)
1,512	0,316

Analisando estes valores, verifica-se que após o *shifting* das cargas, o custo total a pagar pela energia consumida pelos equipamentos é aproximadamente 79% inferior ao custo total a pagar antes de efetuar o *shifting* das cargas, o que representa uma redução bastante significativa no custo final.

Na Tabela 10 compara-se os valores obtidos nos dois cenários apresentados.

Tabela 10 – Comparação dos custos totais obtidos para os dois cenários

	Cenário s/ painéis fotovoltaicos	Cenário c/ painéis fotovoltaicos
Custo antes do <i>load shifting</i> (€)	2,945	1,512
Custo depois do <i>load shifting</i> (€)	1,583	0,316

Como se pode ver e como seria de se esperar, a presença de painéis fotovoltaicos tem forte impacto no custo total do consumo a pagar pelo consumidor.

Comparando os valores obtidos, o facto de ter presente produção através de painéis fotovoltaicos, mesmo antes de efetuar o *shifting* das cargas, traduz-se num custo total a pagar pelo consumidor mais baixo do que quando comparado ao cenário sem painéis fotovoltaicos e já com o *shifting* de cargas realizado. Por sua vez, quando se compara o custo desse mesmo cenário com o cenário sem painéis fotovoltaicos antes de efetuar *load shifting* (caso-base), verifica-se uma redução no custo total de aproximadamente 49%.

Porém, a maior redução é obtida quando se junta o *load shifting* à produção de energia através de painéis fotovoltaicos. Comparando esse caso com o caso-base, é

possível obter-se uma redução de aproximadamente 89% no custo final a pagar pelo consumo dos equipamentos selecionados.

Porém, a utilização de painéis fotovoltaicos também poderá contribuir para a flexibilidade da rede, uma vez que quando esta tecnologia é aliada ao *load shifting*, torna possível uma redução bastante considerável na procura de energia durante os períodos de pico devido à utilização da energia produzida para autoconsumo.

4.2.2. CASO DE ESTUDO 2 – ANÁLISE DE RESULTADOS

Este caso de estudo, como já foi referido anteriormente, é em tudo idêntico ao caso de estudo 1, porém neste caso foi aplicada uma tarifa dinâmica ao cliente.

A tarifa dinâmica utilizada provém dos preços praticados pelo Mercado Ibérico da energia elétrica (MIBEL), e varia ao longo do dia de acordo com a variação na procura de energia. Como se aplicou esta tarifa, e uma vez que a mesma é aplicada através de uma entidade agregadora, ao preço praticado pelo MIBEL foi considerado um acréscimo de 20% para a entidade agregadora. Na Figura 16 é possível verificar a variação dos preços praticados ao longo do dia e meio considerado.

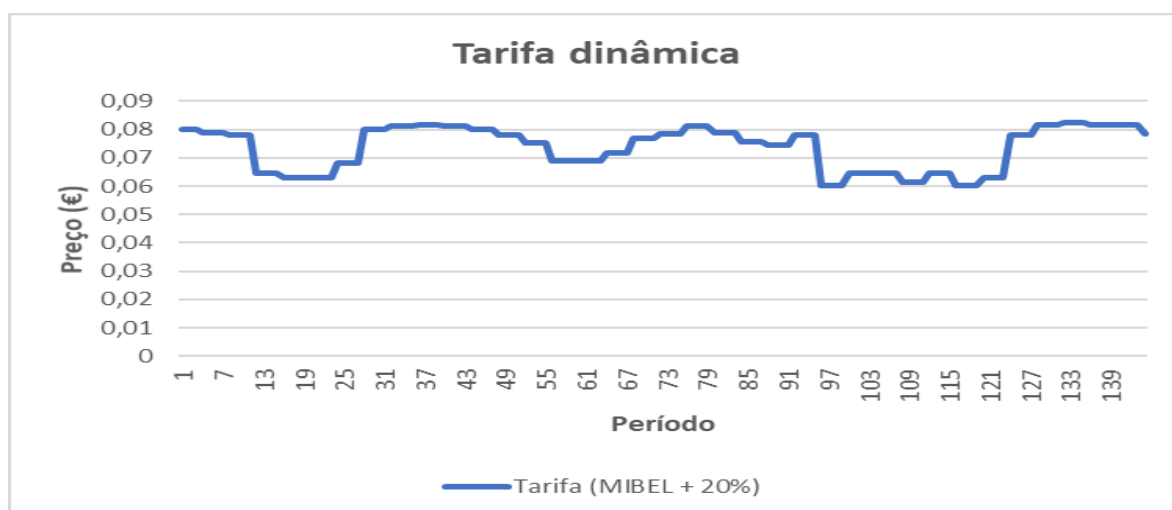


Figura 16 – Variação dos preços da tarifa dinâmica ao longo do tempo

Como se utilizou o mesmo caso-base que no caso de estudo 1, alterando apenas a tarifa, os períodos de funcionamento iniciais dos equipamentos considerados são os mesmos, encontrando-se todos em funcionamento em períodos em que a procura por energia é mais elevada, como se pode ver na Figura 9. Desta forma, realizou-se o *load shifting* nesses equipamentos de modo a que os mesmos estivessem a funcionar em períodos fora de pico para a rede. O resultado do reescalonamento das cargas pode ser visto na Figura 17.

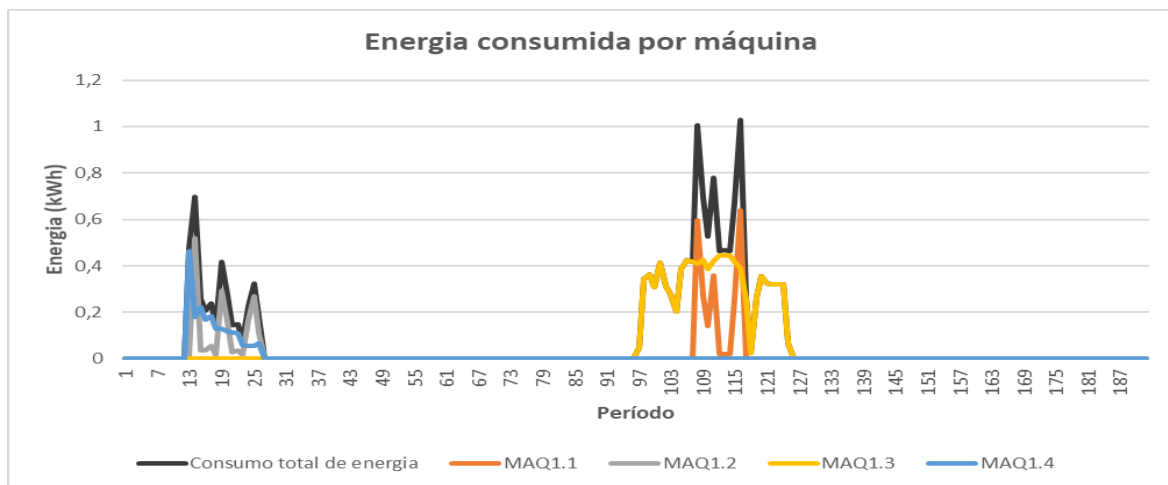


Figura 17 – Energia consumida pelos equipamentos em cada período, após reescalonamento

Analisando os resultados obtidos após realizar o *load shifting*, verifica-se também que neste caso de estudo 2 os ciclos de funcionamento de cada equipamento realizam-se fora de períodos de pico da rede, ainda que em períodos diferentes do caso de estudo 1, reduzindo a procura por energia nos períodos de pico, como seria o objetivo principal do estudo. O mesmo também se verifica nos custos finais a pagar pelo consumidor, embora esses custos sejam bastante diferentes. Na Figura 18 é possível ver uma comparação dos custos antes e após o reescalonamento.

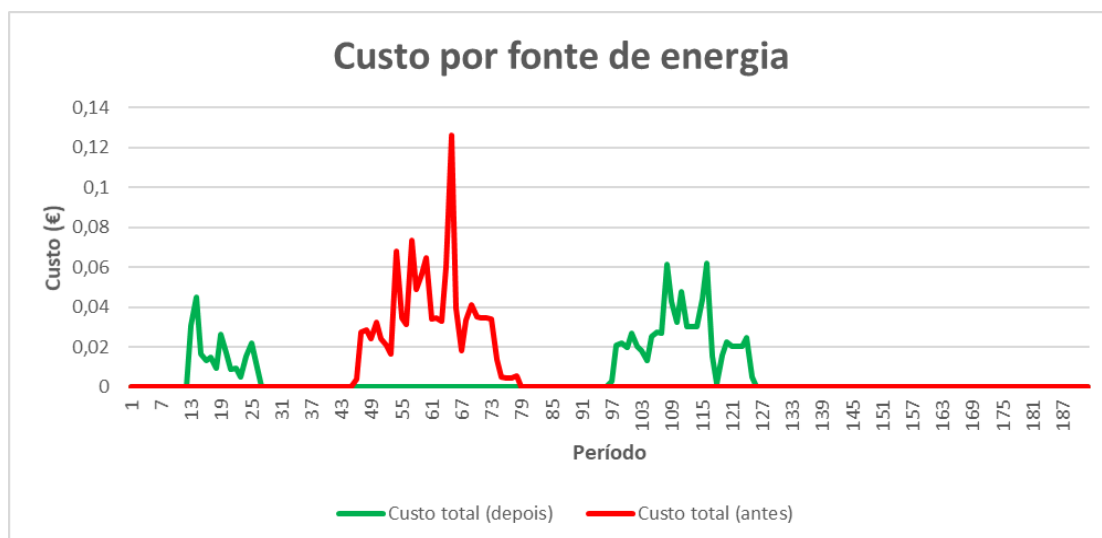


Figura 18 – Variação dos custos devido ao consumo a pagar pelo consumidor, antes e depois do reescalonamento

Através da análise da Figura 18, é possível perceber que o custo pelo consumo de energia ao longo do tempo é relativamente inferior quando comparado com o mesmo cenário no caso de estudo 1 (Figura 11).

Já na Tabela 11 é possível ver uma comparação entre os custos totais a pagar pelo consumo para este cenário, antes e após o *load shifting*.

Tabela 11 – Comparação dos custos finais a pagar antes e após o *load shifting*, utilizando tarifa dinâmica

Custo total antes do reescalonamento (€)	Custo total após o reescalonamento (€)
1,1458	0,9952

Neste caso, o custo após o *shifting* das cargas sofre uma redução de aproximadamente 13%. Esse baixo valor de redução deve-se ao facto de que, mesmo durante os períodos de pico, o preço a pagar pela energia é consideravelmente mais barato do que quando comparado com os preços praticados numa tarifa bi-horária, o que desde logo implica que o custo final a pagar mesmo considerando o cenário sem o *shifting* de cargas seja também bastante inferior. Porém, ainda que essa redução de custos após o *load shifting* não seja muito significativa, a longo prazo pode gerar poupanças mais elevadas ao

consumidor, caso o mesmo recorra regularmente à utilização do *load shifting*. Ainda assim, os principais objetivos são cumpridos, uma vez que se reduz o consumo de energia nos períodos de pico da rede ao mesmo tempo que se reduz o custo final a pagar pelo consumidor após a realização do *shifting* de cargas.

Passando agora para o cenário em que se considera a utilização de uma tarifa dinâmica e a produção de energia através de painéis fotovoltaicos instalados na habitação. Na Figura 9 é possível ver os períodos do dia em que os equipamentos considerados estão em funcionamento, uma vez que o caso-base é o mesmo que no caso de estudo 1. Também a energia consumida por fonte de energia em cada período para este caso é igual aos perfis considerados para o caso de estudo 1, uma vez que foram utilizados os mesmos perfis de consumo dos equipamentos e o mesmo perfil de produção através de painéis fotovoltaicos, com a diferença de que neste caso, a energia comprada à rede é fornecida através da MIBEL. Na Figura 12 é possível ver esses perfis de consumo de energia por fonte de energia.

Desta forma, procedeu-se ao *shifting* das cargas em estudo de forma a diminuir o consumo em períodos de pico. Na Figura 19 é possível ver os resultados obtidos para este cenário após o reescalonamento das cargas.

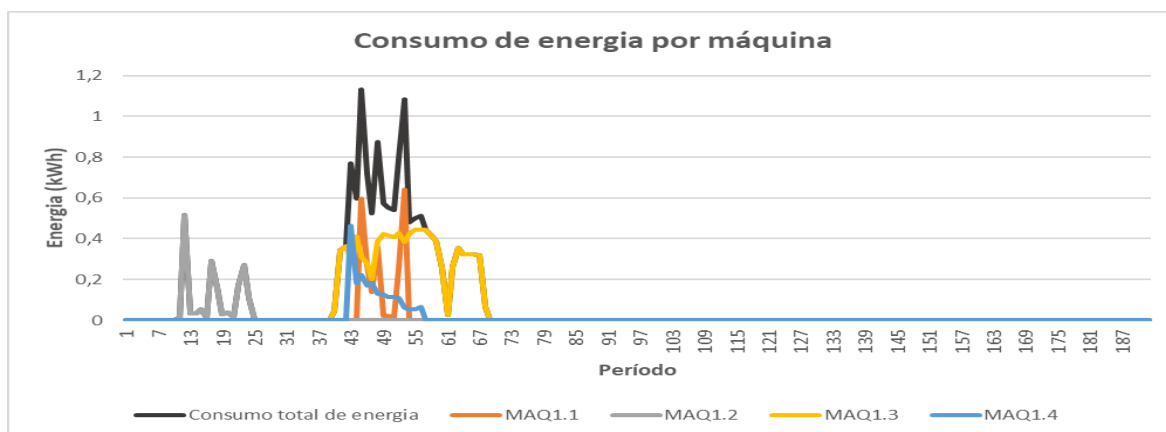


Figura 19 – Consumo de cada equipamento após o *load shifting*, para o cenário com produção através de painéis fotovoltaicos

Como o perfil de produção dos painéis fotovoltaicos considerados é o mesmo utilizado no caso de estudo 1, o reescalonamento das cargas foi feito para praticamente os

mesmos períodos do caso de estudo 1, para o mesmo cenário, como se pode verificar na Figura 13. Como já referido, o reescalonamento para os períodos mostrados na Figura 19 deve-se ao facto de que desta forma, é possível obter um maior proveito da energia produzida através dos painéis fotovoltaicos, uma vez que essa energia não é paga, sendo apenas necessário comprar à rede a energia a consumir que não será possível suprir através da energia para autoconsumo, como se pode ver através da Figura 20.

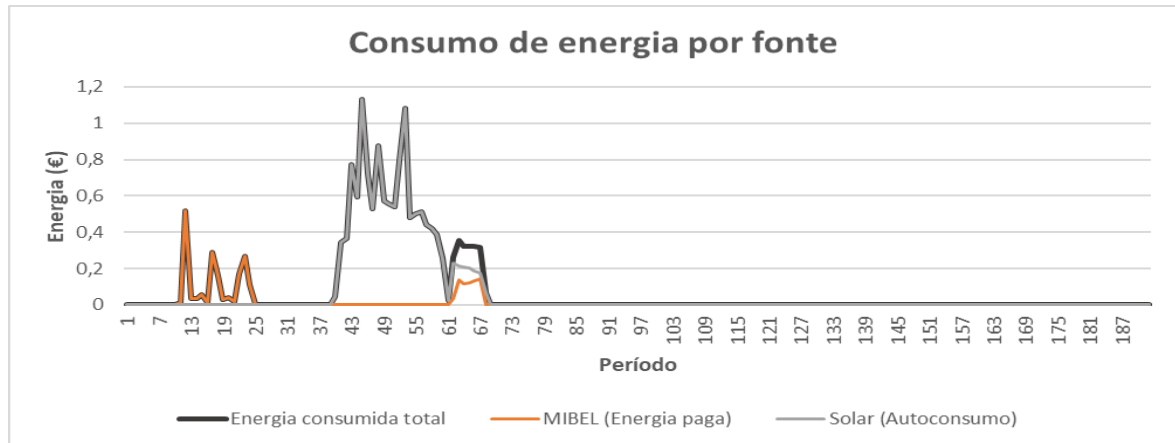


Figura 20 – Energia consumida por fonte de energia ao longo do tempo, após reescalonamento com tarifa dinâmica

Como se pode ver, mesmo as cargas funcionando em períodos de pico da rede, a procura de energia proveniente da rede nesses períodos será bastante reduzida, devido à utilização da energia para autoconsumo.

Na Figura 21 é apresentada a comparação entre os custos finais a pagar para o atual cenário, antes e após o *load shifting*.

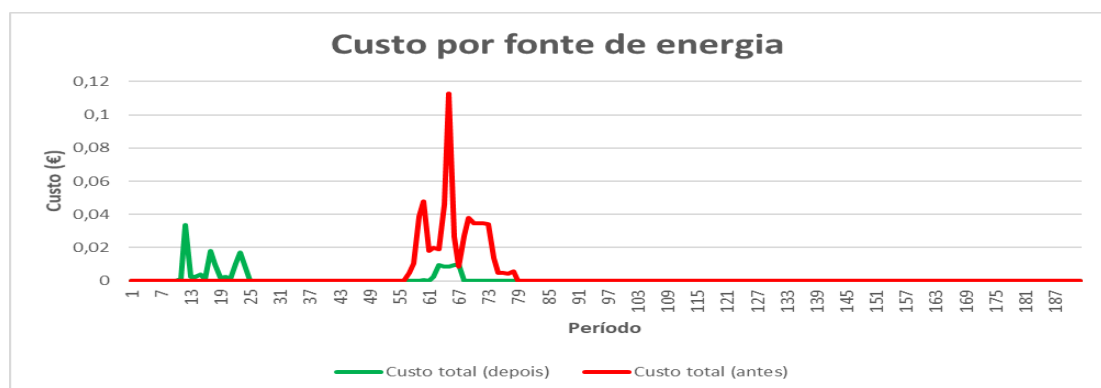


Figura 21 – Comparação dos custos a pagar por período, antes e após o reescalonamento, para tarifa dinâmica

Enquanto que na Tabela 12 é possível ver uma comparação do custo total a pagar pelo consumo total dos eletrodomésticos utilizados no estudo, para o cenário atual, antes e após o *load shifting*.

Tabela 12 – Custo final pelo consumo total de energia, antes e após o reescalonamento, com produção fotovoltaica e tarifa dinâmica

Custo total antes do reescalonamento (€)	Custo total após o reescalonamento (€)
0,5885	0,1614

Realizando o *shifting* das cargas, para além de diminuir o esforço da rede em períodos de pico na procura de energia, é possível para o cliente gerar uma redução de aproximadamente 72% no custo final a pagar pela energia devido ao consumo dos equipamentos.

Na Tabela 13 são apresentados os custos totais a pagar pelo consumo total dos equipamentos, com e sem presença de painéis fotovoltaicos.

Tabela 13 – Comparação dos preços totais a pagar pelo consumo dos equipamentos, com e sem painéis fotovoltaicos, considerando uma tarifa dinâmica

	Cenário s/ painéis fotovoltaicos	Cenário c/ painéis fotovoltaicos
Custo antes do <i>load shifting</i> (€)	1,1458	0,5885
Custo depois do <i>load shifting</i> (€)	0,9952	0,1614

Comparando os resultados obtidos, considerando a utilização de uma tarifa dinâmica, verifica-se que para o caso onde é efetuado o *load shifting* com a produção de energia para autoconsumo, é possível ao cliente obter uma redução no seu custo final de aproximadamente 86% quando comparado com o caso-base. Desta forma, os custos a pagar pela energia seriam consideravelmente mais baixos ao mesmo tempo que a procura

por energia nos períodos de pico da rede também diminuiria, cumprindo os dois principais objetivos.

De seguida, na Tabela 14 é feita uma comparação dos custos finais obtidos para os dois cenários estudados no caso de estudo 1 e no caso de estudo 2.

Tabela 14 – Comparação dos custos obtidos para o caso de estudo 1 e caso de estudo 2

Caso de estudo 1		
	Cenário s/ painéis fotovoltaicos	Cenário c/ painéis fotovoltaicos
Custo antes do <i>load shifting</i> (€)	2,945	1,512
Custo após o <i>load shifting</i> (€)	1,583	0,316
Caso de estudo 2		
	Cenário s/ painéis fotovoltaicos	Cenário c/ painéis fotovoltaicos
Custo antes do load shifting (€)	1,1458	0,5885
Custo após o load shifting (€)	0,9952	0,1614

Analisando os resultados obtidos para os dois casos de estudo referidos, pode-se desde logo perceber que, do ponto de vista do consumidor, a utilização de uma tarifa dinâmica ao invés de uma tarifa bi-horária gera custos totais a pagar muito inferiores aos custos totais a pagar quando utilizada uma tarifa bi-horária.

Comparando os resultados obtidos para o caso-base do caso de estudo 1 e do caso de estudo 2, é possível verificar uma redução no custo de aproximadamente 61%, sem a

realização do *load shifting*. O simples facto de se adoptar a utilização de uma tarifa dinâmica já proporciona uma redução nos custos do cliente bastante significativa, porém ainda assim os equipamentos estariam em funcionamento durante períodos de pico, o que não é desejado.

Desta forma, comparando agora os custos do caso de estudo 1 e do caso de estudo 2 para o cenário sem produção de painéis fotovoltaicos e após a realização do *shifting* das cargas, verifica-se uma redução no custo final de cerca de 37%. Ainda que esta redução no custo, em termos percentuais, seja inferior ao cenário anterior, esta resulta num custo total ainda mais baixo. Porém, comparando o cenário sem painéis fotovoltaicos e realizado o *load shifting* referente ao caso de estudo 2 com o caso-base onde se utiliza um regime de tarifa bi-horária, a redução é mais significativa, obtendo-se uma redução no custo final de cerca de 66%.

Porém, a maior redução e consequentemente o custo final mais baixo é obtido quando se recorre ao *load shifting* em conjunto com produção de energia para autoconsumo e utilização de tarifa dinâmica. Neste cenário, quando comparado com o caso-base, obtém-se uma redução no custo de aproximadamente 95%, o que representa uma redução bastante considerável no custo total a pagar pelo cliente, mostrando ser o melhor cenário quer do ponto de vista do cliente, quer do ponto de vista da rede.

Do ponto de vista do cliente, o mesmo obtém uma redução no custo bastante considerável, conseguindo realizar na mesma os ciclos de funcionamento dos eletrodomésticos que foram considerados, não colocando em causa as tarefas a realizar. Do ponto de vista da rede, através da utilização do *shifting* das cargas e da utilização de produção de energia através de painéis fotovoltaicos para autoconsumo, é possível reduzir a procura de energia em períodos de pico da rede, contribuindo assim para manter a fiabilidade da mesma aquando do fornecimento de energia.

4.2.3. CASO DE ESTUDO 3 – ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste caso de estudo, o principal objetivo passa por corrigir desvios de tensão nos barramentos onde o valor da tensão seja inferior ao estipulado. Para isso determinou-se que um barramento apresentaria problemas de tensão caso o valor de tensão nesse barramento seja inferior a 5% de 1 p.u. (em relação a uma tensão de 400 V) ou superior a 5% de 1 p.u, ou seja, inferior a 0.95 p.u. ou superior a 1.05 p.u.

De seguida, e utilizando os dados de previsão de consumo dos clientes da rede, procedeu-se à simulação da rede de forma a verificar se, para essas previsões, haveria algum problema de tensão em algum dos barramentos da rede.

Efetuada essa simulação e fazendo uma análise de todos os dados obtidos, verificou-se a existência de problemas de tensão no barramento número 150 da rede durante alguns períodos de um determinado dia. Na Figura 22 é possível ver a variação dos valores da tensão nesse mesmo barramento para os vários períodos do dia.

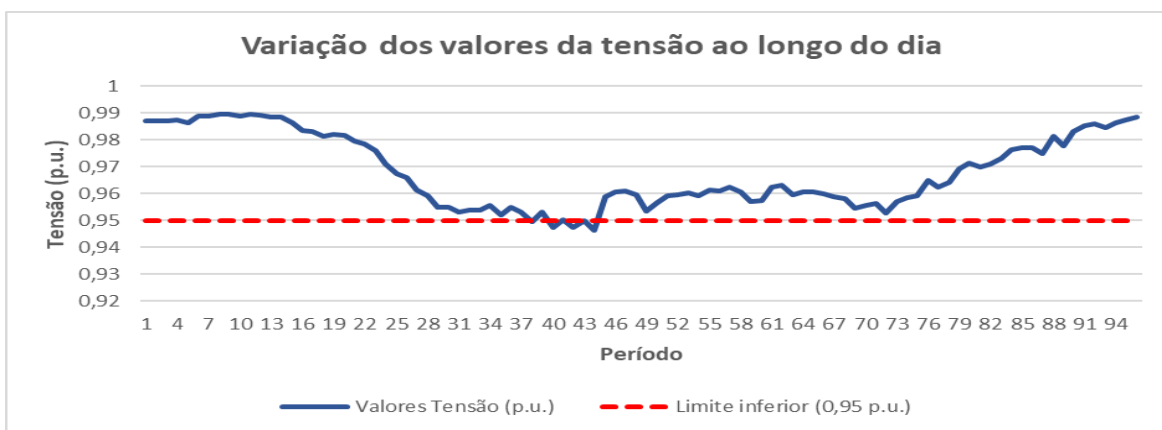


Figura 22 – Variação dos valores da tensão no barramento selecionado ao longo dos períodos

Como é possível verificar através de uma análise da Figura 22 e como referido anteriormente, em alguns períodos do dia o valor da tensão no barramento 150 é inferior a 0,95 p.u, ultrapassando assim o limite do valor mínimo estipulado para os valores de tensão nos barramentos. Desta forma, e detetado o problema, foi realizado um pedido de

DR a um agregador de forma a corrigir esse problema e manter os níveis de tensão dentro dos valores aceitáveis para os períodos em que se verificava o problema.

Assim, de todos os clientes que tinham contrato de DR em vigor com o agregador, foram selecionados 7 clientes para responderem ao pedido de DR. Esse pedido passa por efetuar *load shifting* de cargas controláveis que estariam a funcionar durante os períodos em que se verificava problemas na rede para períodos em que os valores de tensão no barramento se enquadrassem dentro dos limites estipulados. O evento de DR ocorre entre as 9h15 e as 11h e cada cliente receberá uma compensação de 0,05€/kWh reduzido durante esse período. O valor total da compensação de cada cliente será depois subtraído ao valor final a pagar pelo consumo de energia.

Na Tabela 15 é possível ver algumas características consideradas para cada cliente selecionado.

Tabela 15 – Características dos consumidores selecionados para o pedido de Demand Response

Cliente	Potência contratada (kVA)	Tarifa Contratada
Cliente 1	6,9	Bi-horária
Cliente 2	3,45	
Cliente 3	6,9	
Cliente 4	10,35	
Cliente 5	6,9	
Cliente 6	6,9	
Cliente 7	6,9	

Após a seleção dos clientes que irão participar no evento de DR, é necessário definir as cargas nas quais será realizado o reescalamento, de forma a que a redução na procura de energia efetuada nos períodos mais problemáticos para a rede seja suficiente para corrigir esses problemas.

A seleção das cargas para realizar o reescalonamento tem uma elevada importância, uma vez que uma redução insuficiente poderá não resolver o problema e uma redução em excesso poderá ser desnecessária, uma vez que se poderá estar a efetuar o *shifting* em cargas em excesso e desta forma, ao corrigir os problemas de tensão nos períodos em que os mesmos se verificam, poderá estar a criar-se problemas de tensão noutros períodos para os quais foi realizado o *load shifting*.

Feita uma análise às cargas em funcionamento para cada cliente nos períodos em que verificavam problemas de tensão no barramento, foram selecionadas as cargas nas quais se poderia efetuar o *load shifting* para outros períodos. Na Tabela 16 são demonstradas as cargas selecionadas para a realização do reescalonamento de cada cliente que aceitou participar no pedido de DR.

Tabela 16 – Cargas selecionadas para o *load shifting* de cada cliente

Cliente	Eletrodomésticos selecionados	Redução (%)
Cliente 1	Máquina de secar roupa e máquina de lavar loiça	10%
Cliente 2	Máquina de secar roupa	10%
Cliente 3	Máquina de secar roupa	9%
Cliente 4	Máquina de lavar loiça	8%
Cliente 5	Máquina de lavar loiça	10%
Cliente 6	Máquina de lavar roupa	10%
Cliente 7	Máquina de lavar roupa	7%

Na Tabela 16 acima, a redução percentual de cada cliente é calculada tendo em conta o consumo global da instalação no dia em que o equipamento selecionado realizaria o seu ciclo de funcionamento.

Na Figura 23 abaixo, é possível ver os períodos de funcionamento de cada equipamento selecionado antes de realizar o *load shifting* para esses mesmos equipamentos de cada cliente.

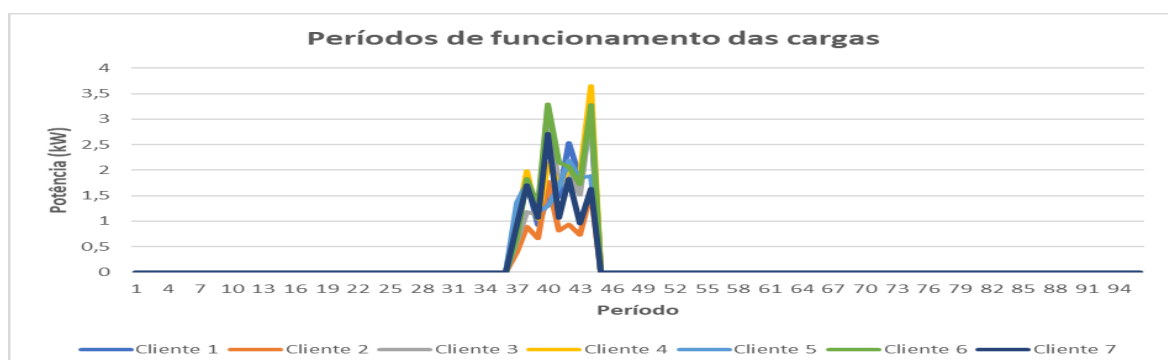


Figura 23 – Períodos de funcionamento dos equipamentos selecionados de cada cliente, antes do reescalonamento

Como já referido, e como é possível verificar através de uma rápida comparação entre a Figura 22 e a Figura 23, todos os equipamentos selecionados para a realização do *shifting* das cargas realizam o seu ciclo de funcionamento em períodos que coincidem com os períodos em que existe problemas de tensão no barramento selecionado, uma vez que atuar em cargas que não estivessem em funcionamento nesses períodos não faria sentido no cenário apresentado.

De seguida, realizou-se o reescalonamento dessas mesmas cargas, de modo a que os mesmos passassem a realizar os seus ciclos de funcionamento em períodos em que não existisse problemas de tensão no barramento. Assim, na Figura 24 é possível observar os novos períodos de funcionamento para cada carga, obtidos após a realização do *load shifting*.

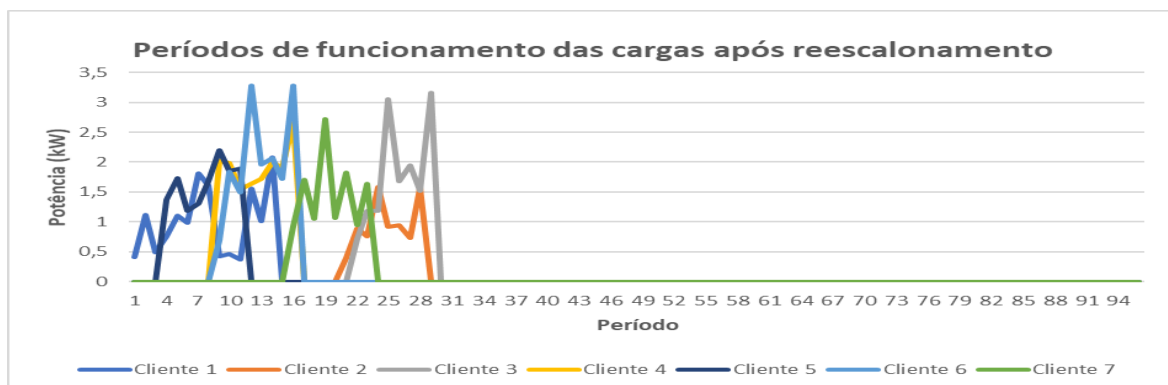


Figura 24 – Novos períodos de funcionamento para as cargas selecionadas, após reescalonamento

Analisando a Figura 24, pode-se perceber que o *load shifting* foi realizado para os períodos de madrugada do dia em que as cargas realizariam os seus ciclos de funcionamento inicialmente. Quando comparada a Figura 22 com a Figura 24, pode-se perceber que esse reescalonamento foi efetuado para períodos em que os valores de tensão no barramento se encontravam em valores mais aceitáveis. Esses períodos também coincidem com períodos fora de pico da rede, onde o preço a pagar pelo consumo de energia da rede é mais barato.

Na Tabela 17 é possível verificar a comparação dos custos finais a pagar pelos consumidores, de forma a verificar os benefícios obtidos por parte dos clientes ao participarem no pedido de DR.

Tabela 17 – Comparação dos custos finais a pagar pelos clientes

Cliente	Custo antes do reescalonamento (€)	Custo após o reescalonamento (€)	Custo final (€)
Cliente 1	0,6655	0,3577	0,1807
Cliente 2	0,366	0,1967	0,1067
Cliente 3	0,6795	0,3652	0,1844
Cliente 4	0,7266	0,3905	0,1972
Cliente 5	0,6205	0,3335	0,1684
Cliente 6	0,7667	0,4121	0,2081
Cliente 7	0,558	0,2999	0,1514

Na Tabela 17, os valores que constam na coluna “Custo Final” são obtidos subtraindo o valor da compensação pela participação no pedido de DR ao custo após o reescalonamento. Como se pode verificar através da análise dessa mesma tabela, participar no pedido de DR permite aos clientes gerar uma poupança significativa nos custos totais a pagar pelo funcionamento dos equipamentos.

Na Figura 25 é possível verificar a variação dos valores da tensão no barramento ao longo do dia, após a realização do *shifting* das cargas selecionadas para cada cliente.

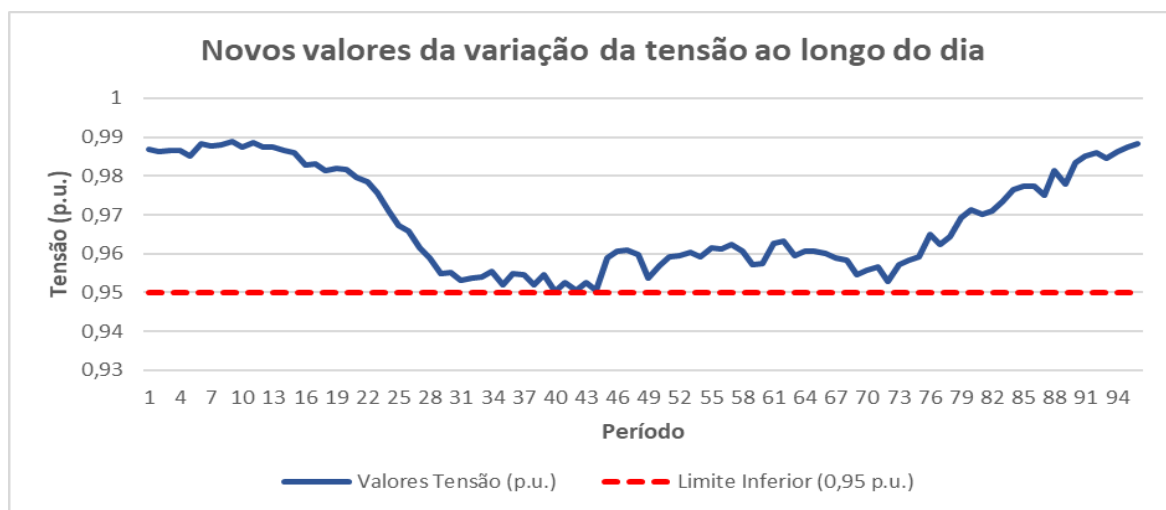


Figura 25 – Valores da tensão no barramento após a realização do *load shifting*

Como se pode ver através da análise da figura acima, e fazendo uma comparação com a Figura 22, realizado o *shifting* das cargas, os períodos do dia nos quais os valores de tensão no barramento se encontravam a níveis inferiores ao estabelecido, passaram a apresentar valores dentro dos limites estabelecidos anteriormente, enquanto que os valores de tensão nos períodos para os quais foi realizado o *load shifting*, apesar de diminuírem um pouco, como de resto seria de esperar, continuam a apresentar valores bastante superiores ao valor de 0,95 p.u, não tendo criado novos problemas de tensão após a realização do reescalonamento.

Assim, através da análise do presente caso de estudo, é possível perceber que a DR pode ter um papel importante na resolução de problemas deste tipo. Neste caso, recorrendo ao *shifting* das cargas de modo a atender ao pedido de DR, foi possível resolver os problemas de tensão no barramento apresentados em alguns períodos do dia, onde a procura por energia é mais elevada, exigindo um esforço mais elevado à rede. Do ponto de vista do cliente, é possível gerar poupanças consideráveis, quer pela realização do reescalonamento das cargas, quer pela compensação oferecida pela participação no evento, diminuindo o custo final a pagar pela energia consumida.

5. CONCLUSÕES

Neste capítulo serão apresentadas as principais conclusões a retirar após a realização deste trabalho.

Com o recorrente aumento por procura de energia ao longo dos anos por parte dos consumidores, devido à cada vez maior utilização de equipamentos elétricos, a rede elétrica de energia ficará cada vez mais sujeita a esforços cada vez mais elevados em vários períodos do dia.

Ainda que Portugal, e toda a União Europeia atualmente não demonstrem uma grande abertura à utilização da DR, esta poderá vir a desempenhar um papel de elevada importância no futuro, uma vez que recorrendo à utilização da DR é possível, como se verificou ao longo deste trabalho, diminuir o consumo de energia em períodos de maior esforço da rede, proporcionando benefícios quer do ponto de vista da rede, quer do ponto de vista do consumidor, assim como para os DSO e TSO.

Recorrer à DR pode proporcionar aos consumidores finais poupanças consideráveis no custo total a pagar pelo consumo da energia elétrica, sem colocar em causa os ciclos de funcionamento que estavam previstos para os equipamentos. Como demonstrado através dos casos de estudo tratados neste trabalho, recorrer à utilização de programas de DR pode gerar poupanças consideráveis. Para as condições consideradas, e apenas recorrendo ao

shifting de cargas, foi possível gerar uma poupança de aproximadamente 46% face ao cenário inicial, para um consumidor que possuía uma tarifa bi-horária. Porém essa redução pode ainda atingir valores mais elevados quando considerada a utilização de uma tarifa dinâmica, chegando a uma redução de aproximadamente 66%, comparando o caso inicial tratado no caso de estudo 1 com o cenário após a realização do *shifting* das cargas no caso de estudo 2. Estes resultados demonstram que a utilização de uma tarifa dinâmica poderá ser uma solução a ter em conta no ponto de vista do cliente, já que efetuando os mesmos ciclos de funcionamento dos equipamentos, o custo total a pagar pela energia elétrica seria consideravelmente mais baixo.

A utilização de energia proveniente de fontes de energia renováveis, mais concretamente de painéis solares fotovoltaicos, quando utilizada em conjunto com o *load shifting*, demonstra ser uma opção bastante interessante. Dependendo do período do dia, a energia produzida para autoconsumo poderá ser a suficiente para suprir total ou parcialmente as necessidades de consumo para esse período, fazendo com que não seja necessário efetuar o *shifting* de todas as cargas para outros períodos, ao mesmo tempo em que a procura por energia proveniente da rede diminui, diminuindo o esforço pedido à rede durante períodos de pico. A utilização de energia proveniente da produção de painéis fotovoltaicos requer, porém, um ajuste do perfil de consumo do cliente ao perfil de produção dos painéis, de forma a fazer um melhor proveito dessa energia.

Do ponto de vista da rede, a DR poderá ter um papel bastante importante no auxílio da resolução de problemas. Como foi demonstrado através de um dos casos de estudo tratados, recorrer à utilização da DR pode ajudar a corrigir, por exemplo, problemas de tensão nos barramentos da rede. Estes problemas podem ocorrer quando a produção é insuficiente em relação à procura, gerando níveis de tensão nos barramentos inferiores aos limites considerados, ou quando a produção é demasiado elevada em relação à procura, gerando níveis de tensão superiores aos desejados nos barramentos. Recorrendo à utilização da DR, é possível corrigir esses valores, fazendo com que os mesmos voltem a valores dentro dos limites estipulados.

Para além disso, ao diminuir o número de períodos em que a rede se encontra em esforço, será possível aumentar o tempo de vida útil dos componentes que constituem a mesma, diminuindo a necessidade de investimento na substituição desses mesmos componentes e a necessidade de expansão da rede, para além de ajudar a diminuir as

probabilidades de ocorrência de interrupções do serviço que poderiam ocorrer durante períodos de maior consumo de energia proveniente da rede elétrica.

5.1. TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros, é proposto a aplicação de programas de DR em consumidores industriais já que estes, normalmente, possuem um elevado consumo de energia elétrica, de forma a verificar as alterações resultantes quer nos consumidores, quer na rede de energia.

Também realizar trabalhos sobre a possibilidade de utilização da DR de forma a corrigir problemas de congestionamento nas linhas da rede de energia, bem como a realização de estudos com o objetivo de analisar as necessidades e custos associados de expansão da rede elétrica, considerando a utilização da DR.

Referências Bibliográficas

- Administration, B. P. (s.d.). Obtido de <https://www.bpa.gov/EE/Technology/demand-response/Pages/CTA2045-DataShare.aspx>, consultado em Setembro de 2020
- Agência Internacional de Energia, (2011). *Harnessing Variable Renewables*.
- Agnētis, A., Innocenti, G., Dellino, G., & Vicino, A. (2011). Optimization models for consumer flexibility aggregation in smart grids: The ADDRESS approach.
- Balijepalli, V. M., Pradhan, V., Khaparde, S., & Shereef, R. (2011). Review of Demand Response under Smart Grid Paradigm. Obtido de <https://ieeexplore.ieee.org/document/6145388>
- Bouloumpasis, I., Steen, D., & Tuan, L. A. (2019). Congestion Management using Local Flexibility Markets: Recent Development and Challenges.
- Candanedo, L. (s.d.). Obtido de <https://www.kaggle.com/loveall/appliances-energy-prediction>, consultado em Setembro de 2020
- Coalition, S. E. (2017). *Explicit Demand Response in Europe*.
- Commission, F. E. (s.d.). *Reports on Demand Response and Advanced Metering*. Obtido de <https://www.ferc.gov/industries-data/electric/power-sales-and-markets/demand-response/reports-demand-response-and>, consultado em Setembro de 2020
- Dorothal, M., Boersma, T., & Linden, T. v. (2018). *Energy Flexibility Now*.
- Energy, O. o. (s.d.). Obtido de <https://openei.org/datasets/dataset/commercial-and-residential-hourly-load-profiles-for-all-tmy3-locations-in-the-united-states>, consultado em Setembro de 2020
- Energy, U. D. (2006). *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*.

- EntsoE. (s.d.). *Transmission System Operator*. Obtido de http://www.entsoe-event.eu/transmission_system_operator.html, consultado em Setembro de 2020
- Europeia, U. (s.d.). Obtido de 2030 climate & energy framework: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_pt, consultado em Setembro de 2020
- Faia, R., Canizes, B., Faria, P., Vale, Z., Terras, J. M., & Cunha, L. V. (2020). *Optimal Distribution Grid Operation Using Demand Response*. Aceite para publicação.
- Faria, P., & Vale, Z. (2011). Demand response in electrical energy supply: An optimal real time.
- Faria, P., & Vale, Z. (2019). A Demand Response Approach to Scheduling Constrained Load Shifting.
- Faria, P., Vale, Z., & Morais, H. (2012). *Study of distribution network demand response events in the Portuguese system*. doi:10.1109/PESGM.2012.6344623
- Flexibility*. (s.d.). Obtido de Energypedia: [https://energypedia.info/wiki/Flexibility_\(Power_System\)#cite_note-Flexibility_in_thermal_power_plants-8](https://energypedia.info/wiki/Flexibility_(Power_System)#cite_note-Flexibility_in_thermal_power_plants-8), consultado em Setembro de 2020
- Global, I. (s.d.). *What is Load Shifting*. Obtido de <https://www.igi-global.com/dictionary/load-shifting/63500>, consultado em Setembro de 2020
- Hansen, H., Hansen, L. H., Jóhannsson, H., Holm-Hansen, H.-H., Bindner, H. W., Cajar, P., & Samuelsson, O. (2013). COORDINATION OF SYSTEM NEEDS AND PROVISION OF SERVICES. Obtido de <https://ieeexplore.ieee.org/document/6683243>
- Hebrail, G., & Berard, A. (s.d.). Obtido de <https://archive.ics.uci.edu/ml/datasets/individual+household+electric+power+consumption#>, consultado em Setembro de 2020
- Ikäheimo, J., Evens, C., & Kärkkäinen, S. (2010). *DER Aggregator Business: the Finnish Case*.

- Klyapovskiy, S., Kariniotakis, G. N., & You, S. (2019). Incorporating flexibility options into distribution grid reinforcement planning: A techno-economic framework approach.
- Murray, D., Stankovic, L., & Stankovic, V. (2017). An electrical load measurements dataset of United Kingdom households from a two-year longitudinal study. *Sci Data* 4, 160122. Obtido de <https://doi.org/10.1038/sdata.2016.122>
- OFGEM. (2020). *Electricity system flexibility*. Obtido de <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/retail-market/market-review-and-reform/electricity-system-flexibility>, consultado em Setembro de 2020
- Ponds, K. T., Arefi, A., Sayigh, A., & Ledwich, G. (2018). Aggregator of Demand Response for Renewable Integration and Customer Engagement: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats.
- Prettico, G., Flammini, G. M., Andreadou, N., Vitiello, S., Fulli, G., & Masera, M. (2019). *Distribution System Operators observatory. Overview of the electricity distribution system in Europe*. Obtido de <https://op.europa.eu/s/ol65>
- Ramos, C., Barreto, R., Mota, B., Gomes, L., Faria, P., & Vale, Z. (2020). Scheduling of a textile production Line Integrating PV Generation Using a Genetic Algorithm.
- Reinhardt, A., Baumann, P., Burgstahler, D., Hollick, M., Chonov, H., Werner, M., & Steinmetz, R. (2012). Proceedings of the 2nd IFIP Conference on Sustainable Internet and ICT for Sustainability (SustainIT). *On the Accuracy of Appliance Identification Based on Distributed Load Metering Data*.
- Vicente-Pastor, A., Nieto-Martin, J., Bunn, D. W., & Laur, A. (2019). Evaluation of Flexibility Markets for Retailer-DSO-TSO Coordination. doi: 10.1109/TPWRS.2018.2880123
- Villar, J., Bessa, R., & Matos, M. (2018). Flexibility products and markets: Literature review. Obtido de <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.005>

ANEXO A – Características dos datasets analisados

Individual household electric power consumption data set

Este *dataset* possui medições de consumo de energia elétrica de uma habitação com um espaçamento temporal entre registos de 1 minuto, durante um período de quase 4 anos.

Tabela A1 - *Individual household electric power consumption data set*

<i>Dataset</i>	<i>Individual household electric power consumption data set</i>
Autor(es)	Georges Hebrail; Alice Berard
<i>Link</i> de acesso	https://archive.ics.uci.edu/ml/datasets/individual+household+electric+power+consumption#
Sector	Residencial
Nº Habitações registadas	1
Nº equipamentos registados	9 (agrupados por sector da habitação)
Período dos registos	12/2006 até 11/2010
Período entre registos	1 minuto

Commercial and residential hourly load profiles for all TMY3 locations in the United States

Este *dataset* possui dados de consumo de 16 edifícios do tipo residencial e comercial.

Tabela A2 - *Commercial and residential hourly load profiles for all TMY3 locations in the United States dataset*

<i>Dataset</i>	<i>Commercial and residential hourly load profiles for all TMY3 locations in the United States</i>
Autor(es)	Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (EERE)
<i>Link de acesso</i>	https://openei.org/datasets/dataset/commercial-and-residential-hourly-load-profiles-for-all-tmy3-locations-in-the-united-states
Sector	Comercial e residencial
Nº Edifícios registados	16
Nº equipamentos registados	11 (possui também registos do consume de gás de alguns equipamentos)
Período dos registos	1 ano
Período entre registos	1 hora

Appliances Energy Prediction

Este *dataset* possui dados de consumo global de uma habitação com espaçamento temporal entre registos de 10 minutos para aproximadamente 4 meses e meio.

Tabela A3 – *Appliances energy prediction dataset*

<i>Dataset</i>	<i>Appliances energy prediction dataset</i>
Autor(es)	Luis Candanedo
<i>Link</i> de acesso	https://www.kaggle.com/loveall/appliances-energy-prediction
Sector	Edifício de baixo consumo (não especifica o sector)
Nº Edifícios registados	1
Nº equipamentos registados	0 (registo apenas do consumo global da instalação)
Período dos registos	4.5 meses
Período entre registos	10 minutos

Bonneville Power Administration

Este *dataset* possui dados de consumo global de uma instalação, registados com um espaçamento de 1 minuto entre cada registo, durante aproximadamente 7 meses.

Tabela A4 – *Bonneville power administration dataset*

<i>Dataset</i>	<i>Bonneville Power Administration dataset</i>
Autor(es)	Bonneville Power Administration
<i>Link</i> de acesso	https://www.bpa.gov/EE/Technology/demand-response/Pages/CTA2045-DataShare.aspx
Sector	Não especificado
Nº Edifícios registados	1
Nº equipamentos registados	0 (registo apenas do consumo global da instalação)
Período dos registos	Entre Janeiro e Agosto de 2018
Período entre registos	1 minuto

The tracebase dataset

Este *dataset* possui registos de consumo de vários equipamentos elétricos de uma habitação, com um espaçamento temporal entre registos de 1 segundo.

Tabela A5 – *The tracebase dataset*

<i>Dataset</i>	<i>The tracebase dataset</i>
Autor(es)	Andreas Reinhardt
<i>Link</i> de acesso	https://github.com/areinhardt/tracebase
Sector	Residencial
Nº Edifícios registados	1
Nº equipamentos registados	43
Período dos registos	2012
Período entre registos	1 segundo

REFIT: Electrical Load Measurements

Este *dataset* possui registos de dados de consumo para 20 habitações distintas, tanto registos globais como individuais de equipamentos presentes nas habitações, com um espaçamento temporal entre registos de 8 segundos.

Tabela A6 – *The REFIT dataset*

<i>Dataset</i>	<i>The REFIT dataset</i>
Autor(es)	David Murray; Lina Stankovic
<i>Link</i> de acesso	10.15129/9ab14b0e-19ac-4279-938f-27f643078cec
Sector	Residencial
Nº Edifícios registados	20
Nº equipamentos registados	9 (por habitação)
Período dos registos	Aproximadamente 2 anos mas pode variar de acordo com a habitação
Período entre registos	8 segundos